

# METODOLOGÍA PARA REVISIÓN EN TERRENO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA INDIRECTA Y SEMIDIRECTA DE ENERGÍA

YERMAÍN DÍAZ GIL  
NADIN RAUL FUENTES  
HEBER ALFREDO VARON MEDINA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE TECNOLOGÍA  
PROGRAMA DE TECNOLOGIA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2016

METODOLOGÍA PARA REVISIÓN EN TERRENO DE LOS EQUIPOS DE  
MEDIDA INDIRECTA Y SEMIDIRECTA DE ENERGÍA

YERMAÍN DÍAZ GIL  
NADIN RAUL FUENTES  
HEBER ALFREDO VARON MEDINA

PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR AL TITULO  
DE TECNÓLOGO EN ELECTRICIDAD

DIRECTOR:  
INGENIERO CARLOS ALBERTO RIOS PORRAS

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE TECNOLOGÍA  
PROGRAMA DE TECNOLOGIA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2016

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Pereira (25, noviembre, 2016)

## **DEDICATORIA**

Dedicamos de manera especial a nuestras familias, pues son el motor que nos impulsó en la construcción de nuestras vidas profesionales.

Con su apoyo, su paciencia y tolerancia en los momentos más complicados de este proyecto.

A nuestros hijos les queremos dejar un legado basado en la enseñanza que consiste en que nunca es tarde para construir un sueño, crecer en conocimiento y culminar una meta.

A Dios por permitir llegar a este momento tan especial en nuestras vidas.

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a la Empresa de Energía del Quindío EDEQ S.A E.S. P, por la oportunidad de trabajar en ella, crecer como profesional y persona, por darnos la oportunidad de realizar este bello proyecto de aprendizaje en nuestras vidas.

A los instructores, por toda la paciencia, todo el tiempo y dedicación que nos tuvieron para sacar adelante este proyecto de vida.

Y a todas las personas que nos apoyaron en el proceso de elaboración y culminación de este trabajo.

# CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN .....	15
1. NORMATIVIDAD SOBRE LOS SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....	16
1.1. RETIE.....	16
1.2. RESOLUCIÓN CREG 038 DE 2014 .....	21
1.3. NORMA EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P. EDEQ. ....	24
2. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MEDICIONES INDIRECTAS Y SEMIDIRECTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	28
2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN SEGÚN LA CREG .....	28
2.2. MEDICIÓN INDIRECTA .....	28
2.3. POSIBLES ANOMALIAS QUE SE PUEDEN ENCONTRAR EN SISTEMAS DE INRECTA.....	29
2.4. COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DEL SERVICIO DE ENERGÍA....	30
2.5. MEDICIÓN SEMIDIRECTA .....	31
2.6. COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN .....	32
2.7. POSIBLES ANOMALIAS QUE SE PUEDEN ENCONTRAR EN SISTEMAS DE MEDIDA SEMIDIRECTA.....	33
3. EQUIPO PATRÓN ZERA MOVING TEST 300 .....	37
3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PORTÁTIL PARA ENSAYO DE CONTADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA MOVING TEST 300 .....	37
3.2. CARACTERÍSTICAS.....	38
3.3. FUNCIONES .....	38
3.4 VISTAS DEL MT 300.....	39
3.4.1. Vista frontal .....	39

3.4.2. Vista superior .....	40
3.5. DATOS TÉCNICOS .....	41
3.6. CONEXIÓN DEL EQUIPO PATRÓN PARA DIFERENTES SISTEMAS .....	43
4. REVISION DE SISTEMAS DE MEDIDA INDIRECTA Y SEMIDIRECTA CON EQUIPO PATRON .....	46
4.1. PROCEDIMIENTO PARA SISTEMA DE MEDIDA INDIRECTA.....	46
4.1.1. Orden de trabajo. ....	46
4.1.2. Inspección visual. ....	46
4.1.2.1. Revisión de los componentes del sistema de medida indirecta .....	46
4.1.2.2. Revisión de datos de placa .....	48
4.1.2.3. Revisión de los elementos de seguridad .....	49
4.1.2.4. Revisión de conexiones.....	49
4.1.3. Retiro de sellos de seguridad. ....	50
4.1.4. Condiciones de referencia.....	50
4.1.5. Pruebas. ....	51
4.1.5.1. Prueba de registro medida indirecta.....	52
4.1.5.2. Prueba de error o contrastación. ....	52
4.1.5.3. Prueba de CT's y PT's .....	54
4.1.6. Sellado nuevo de equipos de medida .....	55
4.1.7. Cerrar orden de trabajo .....	55
4.1.8. Archivado de revisiones .....	55
4.2 PROCEDIMIENTO PARA SISTEMA DE MEDIDA SEMIDIRECTA .....	56
4.2.1. Orden de trabajo. ....	56
4.2.2. Inspección visual. ....	56
4.2.2.1 Revisión de los componentes del sistema de medida semidirecta.....	57

4.2.2.2. Revisión de datos de placa .....	58
4.2.3. Retiro de sellos de seguridad. ....	59
4.2.4. Condiciones de referencia.....	59
4.2.5. Pruebas .....	61
4.2.5.1. Prueba de registro medida semidirecta .....	61
4.2.5.2. Prueba de error o contrastación .....	61
4.2.5.3. Prueba de CT's .....	61
4.2.6. Sellado nuevo de equipos de medida.....	62
4.2.7. Cerrar orden de trabajo .....	62
4.2.8. Archivado de revisiones. ....	63
5 RESULTADOS DE PRUEBAS DE CAMPO .....	64
5.1. MEDICIÓN INDIRECTA .....	64
5.2. MEDICIÓN SEMIDIRECTA: .....	68
CONCLUSIONES.....	75
BIBLIOGRAFÍA .....	76



## LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas - RETIE (3).	16
Cuadro 2. Requerimientos de la resolución CREG 038 de 2014 .....	21
Cuadro 3. Requerimientos del operador de red para instalación de medidas y acometidas .....	25
Cuadro 4. Datos técnicos del equipo ZERA MT300 (4).....	41

# LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Conexión de transformadores de tensión (3 fases, 3 hilos, delta abierta)	28
Figura 2. Conexión de transformadores de tensión (3 fases, 4 hilos)	29
Figura 3. Componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía..	30
Figura 4. Conexión de transformadores de corriente 3 fases, 4 hilos con conexión secundaria en delta	31
Figura 5. Acometida Normal	33
Figura 6. Acometida Derivada	34
Figura 7. Neutro Prestado	35
Figura 8. Neutro tomado de la varilla de puesta a tierra	36
Figura 9. Equipo patrón ZERA Moving Test 300	37
Figura 10. Vista frontal equipo ZERA MT 300	39
Figura 11. Vista superior equipo ZERA MT 300	40
Figura 12. En conexión 3 fases 4 hilos con 3 CT's medida semidirecta	43
Figura 13. Conexión a tres elementos medida indirecta	44
Figura 14. Conexión en dos elementos	44
Figura 15. Elementos que conforman una medida indirecta	47
Figura 16. Sellos de seguridad	49
Figura 17. Conexión equipo patrón en la medida	51
Figura 18. Diagrama de conexión de equipo patrón con la carga del usuario	51
Figura 19. Resultado de prueba de registro con equipo patrón	52
Figura 20. Resultado prueba de contrastación del equipo patrón	54

Figura 21. Prueba de CT's.....	55
Figura 22. Conexión de medida semidirecta .....	56
Figura 23. Datos placas de características CT's y medidor multifuncional .....	58
Figura 24. Pantallazo de valores actuales mostrados en el equipo patrón y diagrama fasorial.....	60
Figura 25. Pantallazo prueba de CT's realizada con el equipo patrón .....	62
Figura 26. Cuadro de valores de la impresión de los datos del equipo patrón en una medida indirecta. ....	66
Figura 27. Resultado impreso de la prueba de registro o dosificación en una medida indirecta.....	67
Figura 28. Resultado del cuadro de valores dado por el equipo patrón en una medida semidirecta .....	70
Figura 29. Diagrama fasorial dado por el equipo patrón en una medida semidirecta .....	71
Figura 30. Resultado de la prueba de contrastación de una medida semidirecta. ....	72
Figura 31. Resultado de la prueba de registro de una medida semidirecta. ....	73
Figura 32. Resultado de la prueba de un transformador de corriente en una medida semidirecta. ....	74

## GLOSARIO

**ACOMETIDA ELÉCTRICA:** Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios la acometida llega hasta el registro de corte general. (1)

**BLOQUE DE PRUEBAS:** es un dispositivo que sirve para facilitar la conexión, el cambio y la ejecución de pruebas en los medidores de conexión indirecta y semidirecta. (1)

**CABLE MULTICONDUCTOR:** Dependiendo del número de fases (monofásico, bifásico o trifásico), se puede utilizar cable cinco-hilos o siete-hilos. Si se utiliza cinco hilos, es para soportar: Corriente fase A, Corriente fase B, Tensión fase A, Tensión fase B y Neutro. La anterior configuración para transformadores monofásicos y/o bifásicos. Cuando es trifásico, se agregan dos señales más, que serían Corriente C y Tensión C (7 hilos). (1)

**CAPACIDAD INSTALADA:** Se define capacidad o potencia instalada como la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución. (1)

**CLASE DE EXACTITUD:** Designación asignada a un transformador de corriente o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados bajo las condiciones de uso prescritas. (2)

**EQUIPO DE MEDIDA O MEDIDOR:** Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía. (2)

**EQUIPO PATRÓN:** Es utilizado para determinar la calidad de la medida; puede ser una mesa de prueba de laboratorio o un equipo portátil. (1)

**FACTOR DE POTENCIA:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente o compleja. Se define como  $\cos \phi$ . Para mejor comprensión se elabora una gráfica denominada Triángulo de Potencias. (1)

**INSPECCIÓN:** Conjunto de actividades tales como medir, examinar, ensayar, o comparar con requisitos establecidos, una o varias características de un producto o instalación eléctrica, para determinar su conformidad. (3)

**MEDICIÓN DIRECTA:** "Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga. (2)

**MEDICIÓN INDIRECTA:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión (PT's) y de corriente (CT's) utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga. (2)

**MEDICIÓN SEMI-DIRECTA:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga. (2)

**PRUEBA DE REGISTRO:** También llamada de integración o dosificación. Con esta prueba se verifica si las revoluciones o impulsos que muestra el medidor en la constante, se están registrando totalmente. Al realizar la prueba de tiempo-potencia o al hacerse la comparación o contrastación con un equipo patrón, el medidor puede encontrarse dentro del rango, pero no se garantiza que ese número de vueltas o de impulsos se estén acumulando en el integrador. El medidor debe estar parametrizado con decimales para que la prueba sea eficaz. Se debe aplicar una cantidad de energía conocida al medidor. Se calcula la energía registrada por medidor, mediante la diferencia de lecturas final e inicial. Se determina el Error Porcentual, (1)

**PRUEBA TIEMPO POTENCIA:** Compara la energía con el trabajo. Con esta prueba se verifica medidores con tecnología americana o simétrica y con tecnología europea o asimétrica. También las fórmulas para medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos (1)

**PUNTO DE CONEXIÓN:** Punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un sistema eléctrico, para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes. (2)

**SISTEMA DE MEDICIÓN O DE MEDIDA:** Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición.

**TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, CT's:** Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones. (2)

**TRANSFORMADOR DE TENSIÓN, PT's:** Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones. (2)

## RESUMEN

El presente documento tiene como fin establecer los parámetros que se deben seguir en el momento que se va a realizar una revisión de los elementos que conforman un sistema de medición de energía de un usuario con características especiales como lo son la medida indirecta y la medida semidirecta. Teniendo en cuenta la regulación y los requerimientos legales exigidos por la ley, basados en los balances que realizan internamente en los sistemas comerciales de los operadores de red contruidos para realizar control de pérdidas de energía no técnicas.

Además de la prueba de inspección visual, se presentan otro tipo de pruebas que se pueden realizar en terreno para verificar el correcto funcionamiento del medidor.

Este trabajo se realiza para personas que trabajen en el área de pérdidas no técnicas.

**Palabras clave:** Equipo patrón, transformador de medida, medida indirecta, medida semidirecta.

## ABSTRACT

This document aims to establish the parameters which should be followed at the moment that a review is going to take place of the elements that make up a system of energy measurement of a user with special characteristics as are the indirect measure and the semi-direct. Taking into account the regulation and the legal requirements required by law, based on the balances that are internally in commercial systems operator's network built to perform control of loss of power not technical.

In addition to the visual inspection test, there are other types of tests that can be performed in the field, to verify the correct operation of the meter.

This work is done for people working in the area of non-technical losses.

**Keywords:** Team pattern, measuring transformer, indirect measure, Semi-direct measurement.

# INTRODUCCIÓN

El siguiente documento se realiza como requisito final para la carrera de Tecnología Eléctrica, junto con la búsqueda de otorgar un aporte de conocimientos basados en experiencia adquirida en años laborados en el proceso de control pérdidas, promoviendo el paso del conocimiento de una de las ramas de la electricidad.

Para la elaboración del documento se nombran las diferentes normatividades afines de los temas tratados, como también del manual de equipos usados y recomendaciones básicas de salud y seguridad en el trabajo. Las pautas aquí entregadas son basadas en experiencia que se toma de años de manejo y aprendizaje realizando revisiones.

Se busca que se obtenga un manual básico, pero con los pasos necesarios que puedan servir de guía en el momento de realizar una revisión a los equipos de medida indirecta y semidirecta y el manejo del equipo con el cual se ejecutan las pruebas.

En las instalaciones eléctricas, también es necesario evaluar o medir algunos parámetros o magnitudes del circuito eléctrico, en especial como la intensidad de corriente, la tensión eléctrica, la resistencia eléctrica, la potencia eléctrica o la energía eléctrica. Estas magnitudes permiten indicar el buen funcionamiento de la instalación o posibles problemas; para este caso se hace énfasis en la medida de energía eléctrica indirecta y semidirecta.

El Objetivo General del proyecto consiste en: “Describir una metodología para revisar en terreno los equipos de medida indirecta y semidirecta de energía”.

Alcance: Inicia con la entrega del direccionamiento a la cuadrilla y finaliza con la información consignada en terminal o documento físico después de terminada la revisión.

Los Objetivos Específicos son:

- Identificar los esquemas para hacer mediciones de energía al usuario final
- Conocer la normatividad sobre los sistemas de medición de energía eléctrica en Colombia
- Reseñar las características en un equipo patrón para medidores de energía
- Describir los procedimientos para evaluar el estado de un medidor de energía

# 1. NORMATIVIDAD SOBRE LOS SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Los sistemas de medida de energía eléctrica en Colombia se rigen de acuerdo a los siguientes reglamentos y normativas:

- RETIE.
- Resolución CREG 038 de 2014 – Modificación del Código de Medida.
- Normas del operador de red EDEQ.

## 1.1. RETIE

En el Artículo 10 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (3) se explican los requerimientos generales de las instalaciones eléctricas (ver el Cuadro 1).

Cuadro 1. Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas - RETIE (3)

Toda instalación eléctrica objeto del presente reglamento debe cumplir los siguientes requerimientos generales:

### 10.1 DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

Toda instalación eléctrica a la que le aplique el RETIE (3), debe contar con un diseño realizado por un profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad. El diseño podrá ser detallado o simplificado según el tipo de instalación.

### 10.2 INTERVENCIÓN DE PERSONAS CON LAS COMPETENCIAS PROFESIONALES

La construcción, ampliación o remodelación de toda instalación eléctrica objeto del RETIE, debe ser dirigida, supervisada y ejecutada directamente por profesionales competentes, que según la ley les faculte para ejecutar esa actividad y deben cumplir con todos los requisitos del presente reglamento que le apliquen.

Conforme a la legislación vigente, la competencia para realizar bajo su responsabilidad directa actividades de construcción, modificación, reparación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, corresponderá a los siguientes profesionales, quienes responderán por los efectos resultantes de su participación en la instalación:



- a. Ingenieros electricistas, electromecánicos, de distribución y redes eléctricas, de conformidad con las Leyes 51 de 1986, 842 de 2003, las demás que la adicionen, modifiquen o sustituyan. Ingenieros electrónicos, Ingenieros de Control y de otras ingenierías especializadas en actividades relacionadas con las instalaciones eléctricas, solo podrán ejecutar la parte o componente de la instalación eléctrica que le corresponda a su especialización y competencia técnica y legal.
- b. Tecnólogos en electricidad o en electromecánica, de acuerdo con la Ley 842 de 2003 y en lo relacionado con su Consejo Profesional se registrará por la Ley 392 de 1997 de conformidad con lo establecido en la Sentencia C - 570 de 2004.
- c. Técnicos electricistas conforme a las Leyes 19 de 1990 y 1264 de 2008, en el alcance que establezca su matrícula profesional para el ejercicio de la profesión a nivel medio.

### **10.3 PRODUCTOS USADOS EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

La selección de los productos o materiales eléctricos y su instalación debe estar en función de la seguridad, su utilización e influencia del entorno, por lo que se deben tener en cuenta entre otros los siguientes criterios básicos.

- a. Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE. (3)
- b. Compatibilidad de materiales: No deben causar deterioro en otros materiales, en el medio ambiente ni en las instalaciones eléctricas adyacentes.
- c. Corriente de cortocircuito: Los equipos deben soportar las corrientes de cortocircuito previstas durante el tiempo de disparo de las protecciones y las protecciones deben despejar la falla, en condiciones que no causen peligro a las personas.
- d. Corriente y Tensión de trabajo: Asegurar que la corriente y tensión de operación no exceda la nominal del equipo, teniendo en cuenta los derrateos, temperatura de trabajo y altura sobre el nivel del mar en el punto de operación.
- e. Espacios disponibles para la operación y mantenimiento de la instalación y de los equipos.
- f. Frecuencia: Se debe tomar en cuenta la frecuencia de servicio cuando influya en las características de los materiales.
- g. Influencias externas (medio ambiente, condiciones climáticas, corrosión, altitud, etc.)
- h. Otros parámetros eléctricos o mecánicos que puedan influir en el comportamiento del producto, tales como el factor de potencia, tipo de corriente, conductividad eléctrica y térmica etc.)
- i. Posibilidades de sujeción mecánica y refrigeración de los equipos.
- j. Potencia: Que no supere la potencia de servicio.

k. Temperaturas normales y extremas de operación.

l. Tensión de ensayo dieléctrico: Tensión asignada mayor o igual a las sobretensiones previstas.

#### **10.4 ESPACIOS PARA EL MONTAJE, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS**

Los lugares donde se construya cualquier instalación eléctrica deben contar con los espacios (Incluyendo los accesos) suficientes para el montaje, operación y mantenimiento de equipos y demás componentes, de tal manera que se garantice la seguridad tanto de las personas como de la misma instalación.

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 388 de 1997, en los planes de ordenamiento territorial se debe disponer de los espacios para la construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución y las líneas y subestaciones de transmisión, asegurando los anchos de servidumbre y distancias de seguridad requeridas para el nivel de tensión y configuración de la instalación; las autoridades de planeación municipal y curadurías deben tener especial atención en el momento de otorgar licencias de construcción para que se garantice el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad a elementos energizados de las líneas, subestaciones y redes eléctricas.

En estructuras o cuartos eléctricos compartidos con otros servicios, tales como televisión o telecomunicaciones, donde a criterio del Operador de la red eléctrica se determine que los elementos de mayor riesgo para la seguridad de las personas son los componentes eléctricos, este operador debe establecer en su normatividad técnica las distancias y condiciones mínimas para la instalación de los demás elementos.

En subestaciones y cuartos eléctricos de media y baja tensión se debe contar con puertas o espacios adecuados para la entrada o salida de los equipos, para efectos de su montaje inicial o posterior reposición. El ancho del ala de las puertas de acceso al espacio de trabajo no debe ser menor a 90 cm y en los cuartos donde se alojan transformadores de MT, las alas de las puertas deben abrir hacia fuera y disponer de cerradura anti pánico, independiente de la potencia y de los equipos que albergan.

Cuando se tengan partes expuestas energizadas a menos de 150 V de un lado y conectadas a tierra en el otro, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 1,9 m de altura (medidos verticalmente desde el piso o plataforma) o la altura del equipo cuando este sea más alto y 0,75 m de ancho o el ancho del equipo si este es mayor. En todo caso la profundidad del espacio de trabajo frente al equipo no debe ser inferior a 0,9 m.

Cuando se tengan partes expuestas energizadas a tensión entre 2500 V y 9000 V a un lado y puesta tierra en el otro, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 1,9 m de altura (medidos verticalmente desde el piso o plataforma) o la altura del equipo cuando este sea más alto y 0,9 m de ancho o el ancho del equipo si este es mayor. En estos casos, la profundidad del espacio de trabajo no debe ser inferior a 1,5 m.

Cuando se tengan equipos con un ancho superior a 1,8 m y una corriente nominal igual o superior a 1200 amperios, se deben tener dos (2) accesos al espacio de trabajo. En todo caso, se debe asegurar que el trabajador pueda evacuar el sitio. Se permitirá un solo acceso, cuando el ancho del espacio de trabajo sea de al menos el doble, tal como se indica en la sección 110-16 c) de la NTC 2050.

## **10.5 CONFORMIDAD CON EL PRESENTE REGLAMENTO**

Toda instalación eléctrica y todo producto que sean objeto del presente reglamento deben cumplir los requisitos que le apliquen y demostrarlo mediante la certificación de conformidad correspondiente establecida en el Capítulo 10 del presente Anexo General.

## **10.6 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

En todas las instalaciones eléctricas, incluyendo las construidas con anterioridad a la entrada en vigencia del **RETIE** (3) (mayo 1º de 2005), el propietario o tenedor de la instalación eléctrica debe verificar que ésta no presente alto riesgo o peligro inminente para la salud o la vida de las personas, animales o el medio ambiente.

El propietario o tenedor de la instalación, será responsable de mantenerla en condiciones seguras, por lo tanto, debe garantizar que se cumplan las disposiciones del presente reglamento que le apliquen, para lo cual debe apoyarse en personas calificadas tanto para la operación como para el mantenimiento. Si las condiciones de inseguridad de la instalación eléctrica son Causadas por personas o condiciones ajenas a la operación o al mantenimiento de la instalación, el operador debe prevenir a los posibles afectados sobre el riesgo a que han sido expuestos y debe tomar medidas para evitar que el riesgo se convierta en un peligro inminente para la salud o la vida de las personas. Adicionalmente, debe solicitar al causante, que elimine las condiciones que hacen insegura la instalación y si este no lo hace oportunamente debe recurrir a la autoridad competente para que le obligue.

Quienes suministren el fluido eléctrico, una vez enterados del peligro inminente, deben tomar las medidas pertinentes para evitar que el riesgo se convierta en accidente, incluyendo si es del caso, la desenergización de la instalación y se deben dejar registros del hecho. Si como consecuencia de la

no aplicación de los correctivos ocurre un accidente, la persona o personas que generaron la causa de la inseguridad y quienes a sabiendas del riesgo no tomaron las medidas necesarias, deben ser investigadas por los entes competentes y deben responder por las implicaciones derivadas del hecho.

Las instalaciones que no cumplen las normas vigentes al momento de la construcción y presenten riesgos para la seguridad de las personas, la misma instalación, las edificaciones o infraestructura aledaña, deben actualizar la instalación bajo los requisitos del **RETIE**. (3)

Si como parte de un programa de inspecciones, tal como se le realiza a los medidores, el Operador de Red o el Comercializador de la energía detecta situaciones de peligro inminente, deben solicitarle al propietario o tenedor de la instalación que realice las adecuaciones necesarias para eliminar o minimizar el riesgo. La fecha de entrada en vigencia del reglamento no podrá considerarse excusa para no corregir las deficiencias que catalogan a la instalación como de alto riesgo o peligro inminente para la salud o la vida de las personas.

En el caso que los responsables de causar la condición que convierten en peligro inminente la instalación, se nieguen a corregir las deficiencias, cualquier ciudadano podrá informar ante los entes de control y vigilancia o hacer uso de los instrumentos legales de participación ciudadana, ante las autoridades judiciales, haciendo la descripción de los aspectos que hacen de la instalación un elemento de peligro inminente o alto riesgo.

## **10.7 PERDIDAS TÉCNICAS ACEPTADAS**

En el diseño de las instalaciones eléctricas, excepto en las residenciales de menos de 15 kVA de carga instalable, se debe hacer análisis del conductor más económico en acometida y alimentadores, considerando el valor de las pérdidas de energía en su vida útil, teniendo en cuenta las cargas estimadas, los tiempos de ocurrencia, las pérdidas adicionales por armónicos y los costos de energía proyectando el valor actual en la vida útil de la instalación.

En las instalaciones de uso general se deben cumplir los requisitos de pérdidas técnicas determinadas por la CREG (2) o la reglamentación técnica aplicable sobre uso eficiente de la energía eléctrica. El constructor de la instalación debe atender este requerimiento de diseño y no podrá disminuir las especificaciones del conductor, si con la modificación supera los niveles de pérdidas aceptados.

## 1.2. RESOLUCIÓN CREG 038 DE 2014

La Resolución CREG 038 de 2014 (2), modifica el Código de Medida contenido en el Anexo General del Código de Redes. Los aspectos relacionados con la medición de energía son explicados en los siguientes artículos:

- Artículo 6. Tipos de puntos de medición
- Artículo 8. Requisitos generales de los sistemas de medición.
- Artículo 9. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de Medición.

Cuadro 2. Requerimientos de la resolución CREG 038 de 2014

### **ARTICULO 6.** Tipos de puntos de medición.

Para efectos de esta resolución, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión.

*Tabla 1. Clasificación de puntos de medición*

<b>Tipo de puntos de medición</b>	<b>Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]</b>	<b>Capacidad Instalada, CI, [MVA]</b>
1	$C \leq 15.000$	$CI \leq 30$
2	$15.000 < C \leq 500$	$30 < CI \leq 1$
3	$500 < C \leq 50$	$1 < CI \leq 0,1$
4	$50 < C \leq 5$	$0,1 < CI \leq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Fuente (2)

En las fronteras comerciales registradas a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, el consumo o la transferencia de energía se debe calcular como el promedio de estos valores para los doce meses anteriores a la mencionada fecha.

Para los puntos de medición nuevos o aquellos que no dispongan de doce meses de registros históricos se deben emplear las proyecciones del consumo o transferencia de energía mensual y la capacidad solicitada en el estudio de conexión establecido en el Reglamento de Distribución o en el anexo denominado

Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. En las proyecciones se podrá emplear la información histórica disponible.

En el caso que el consumo o transferencia de energía por la frontera y la capacidad instalada conduzcan a la selección de tipos de puntos de medición diferentes en las fronteras nuevas o existentes, se debe tomar el tipo de punto de medición con mayores exigencias de exactitud de conformidad con lo establecido en el cuadro 2 del artículo 9.

**Parágrafo.** Ante modificaciones de la capacidad instalada que impliquen un cambio en el tipo de punto de medición, el representante de la frontera debe ajustar la clasificación del punto de medición, adecuar el sistema de medición a los requisitos aplicables del Código y actualizar el registro ante el ASIC de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 antes de su entrada en operación.

#### **ARTICULO 8.** Requisitos generales de los sistemas de medición.

Los sistemas de medición deben cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Los sistemas de medición deben ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión y el tipo de frontera comercial en donde se encuentren.
- b) Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.
- c) Los elementos que conformen el sistema de medición deben contar con un certificado de conformidad de producto, acorde con lo establecido en el artículo 10 de esta resolución
- d) Los medidores y los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud establecidos en el artículo 9 de esta resolución.
- e) En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido.
- f) Donde existan consumos auxiliares suministrados desde el SIN se debe conformar una frontera comercial en los términos establecidos en esta resolución y en la regulación aplicable.
- g) Todos los sistemas de medición deben contar con los mecanismos de seguridad física e informática dispuestos en el artículo 17 de esta resolución.

- h) Los sistemas de medición deben registrar y permitir la lectura y transmisión de la información en los términos establecidos en los artículos 15 y 37 de esta resolución.
- i) El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilo voltamperio reactivo - hora para la energía reactiva.
- j) En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01.

**Parágrafo:** Cuando conforme con lo señalado en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 en los contratos de condiciones uniformes se establezca para ciertos de usuarios, que corresponde a la empresa y no al usuario la instalación de los sistemas de medición, estos deben cumplir como mínimo con las condiciones señaladas en este Código, al igual que cuando la regulación lo disponga para aplicaciones específicas. Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011

#### **ARTICULO 9.** Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de Medición.

A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los medidores, transformadores de medida, en caso de que estos sean utilizados, y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen en este artículo.

*Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida*

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Fuente (2)

El índice de clase para los medidores de energía activa corresponde al establecido en las normas NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052 o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI.
--

### 1.3. NORMA EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P. EDEQ.

La **EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P. (EDEQ)** (1), cumpliendo con el propósito de garantizar la mayor calidad en los servicios a todos sus clientes, adopta las siguientes **“Normas Técnicas para Diseño y Construcción de Redes y Subestaciones en la Zona de Influencia de la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.”** (1)

De acuerdo con la reglamentación vigente, según la cual las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica tienen la obligación de ofrecer a los clientes un punto de conexión a sus redes, las presentes Normas Técnicas para Diseño y Construcción de Redes y Subestaciones, especifican los requisitos y condiciones que se deben cumplir para que EDEQ S.A. E.S.P. (1) apruebe la factibilidad respectiva.

Las Normas acatarán, en un todo, las Leyes 142 y 143 de 1994 y sus respectivos Decretos reglamentarios, las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) actualizadas y modificadas, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) (3) adaptándose a sus modificaciones de la mejor manera posible, el Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050) actualizado y el Plan de Ordenamiento Territorial (PORTE) o el Plan Básico de Ordenamiento Territorial o el Esquema de Ordenamiento Territorial, vigente en el municipio respectivo. En el caso de la ciudad de Armenia, actualmente, el PORTE está contenido en los Acuerdos 01/1999 y 06/2004 del Honorable Concejo Municipal. Se hace énfasis en las Resoluciones CREG: 070/98 (“Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica”), con sus modificaciones y anexos y la 025/95 (“Código de Redes”, compuesto por: Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, Código de Conexión, Código de Operación y Código de Medida), con sus modificaciones y anexos.

En el capítulo 6 de las Normas Técnicas para Diseño y Construcción de Redes y Subestaciones en la Zona de Influencia de la Empresa de Energía del Quindío EDEQ S.A. E.S.P. (1) Incluye las condiciones técnicas bajo las cuales se autoriza la acometida y el respectivo montaje de los medidores eléctricos, para la conexión de los Usuarios a las redes de EDEQ S.A. E.S.P. (1) en sus distintas tensiones nominales.

En el Cuadro 3 están los requerimientos de red para la instalación de medidas y acometidas (1).



Cuadro 3. Requerimientos del operador de red para instalación de medidas y acometidas

Tabla 6.1 Medidores y transformadores de medición para Usuarios Comerciales, Industriales, Oficiales y Especiales

Tipo de medición	Topes de las cargas	Medidor aceptado	Consumos a registrar	Clase del medidor	Transformadores de medida
Directa	Hasta 200 A	3 electrónico	kVAr-h y kW-h	0.5 S	-----
Semidirecta	Hasta 600 A; mayor o igual a 75 kVA	3 electrónico	kVAr-h y kW-h	0.5 S	De corriente clase 0.5, relación adecuada
Indirecta	Potencia mayor o igual a 75 kVA	3 electrónico	kVAr-h y kW-h	0.5 S	De corriente y tensión, clase 0.5, relación adecuada. Se permite la conexión en delta abierta

Fuente (1)

Notas: para cargas instaladas mayores a 112,5 kVA, el medidor deberá suministrar el perfil de carga.

#### Transformadores de Medida.

Un transformador de medida es el previsto para alimentar instrumentos de medición, medidores, relés y otros aparatos similares. Los devanados usados para medición deben ser de uso exclusivo para este fin. Los transformadores de medición, antes de ser instalados, deben ser presentados a EDEQ S.A. E.S.P. (1) con un protocolo de pruebas de un laboratorio nacional certificado.

Los transformadores de medición deberán tener en la tapa de la bornera secundaria dispositivos para colocar sellos y una caja que permita acoplar la tubería que aloje los conductores que van a los medidores.

Los transformadores de corriente deberán estar fabricados bajo una de las siguientes Normas técnicas: NTC-2205 (IEC 60044- "Transformadores de Corriente" ó ANSI/IEEE C57.13: "IEEE Standard for Instrument Transformers".)

Los transformadores de corriente deberán instalarse aguas arriba del interruptor general o parcial, según la medición a realizar.

Transformador de corriente para medición indirecta. La medición en los niveles de tensión II, III y IV se utilizará para registrar el consumo de cargas de acuerdo con la tabla 6.16.1 en servicios industriales, comerciales, oficiales, residenciales y provisionales sin incluir los centros comerciales o unidades residenciales que tengan medidores individuales en el nivel de tensión I y mediciones independientes para las áreas comunes, y deben tener las siguientes características

Tensión primaria: 34,5 kV, 33 kV, 13,2 kV  
Corriente secundario: 5 A  
Tipo: Seco  
Clase de precisión: 0.5 ó mejor

Toda la tubería que aloje los conductores que se conectan en el lado del nivel de tensión I de los transformadores de corriente y llevan la señal de tensión, debe ser EMT o coraza metálica o tubería metálica galvanizada, de diámetro mínimo 25 mm (1"); yendo desde la caja de los bornes de los transformadores referidos hasta la caja donde se instala el medidor. En ningún caso se aceptará tubería PVC.

El cableado, sin empalmes, desde los transformadores de medición hasta el medidor no deberá ser interrumpido en cámaras de paso y se efectuará en cable de cobre No.12 AWG para nivel de tensión I y cable de cobre No.10 AWG para niveles de tensión II y III, utilizando la convención de colores. Las señales de tensión y de corriente se llevarán por un tubo independiente al de la acometida.

Según la localización de estos equipos, la medición indirecta se clasifica en:

- Mediciones interiores. Los transformadores de tensión y de corriente para niveles de tensión II y III se deben instalar en la celda del seccionador de la subestación eléctrica. Se colocarán en un sitio accesible que permita la revisión fácil de la placa de características y del cableado.
- Mediciones exteriores. Los transformadores de corriente y potencial deben instalarse en una estructura en H. La caja donde se ubican el medidor, el bloque terminal de prueba y el tomacorriente para uso exclusivo de EDEQ S.A. E.S.P. (1) se colocará en la parte inferior de la estructura donde van los transformadores de medición. La caja se montará en un poste a una altura desde el piso no inferior a 0,80 m referida a la base de la caja y no superior a 1,80 m tomados a la parte superior del visor. El sitio donde se instale la caja deberá ser de fácil acceso (al menos habrá un camino peatonal), permanecerá limpio y se respetará una distancia libre de 1,50 m a lo largo de todo su perímetro.

Transformador de Tensión. Sólo se usan para mediciones indirectas y tendrán las siguientes características:

Tensiones primarias:	34,5 kV, 33 kV, 13,2 kV.
Tensión secundaria:	120 V
Clase de precisión:	0.5 ó mejor
Frecuencia:	60 Hz
Tipo:	Seco

Los transformadores de tensión deberán fabricarse bajo una de las siguientes Normas técnicas: NTC-2207 (IEC 60186): "Electrotecnia. Transformadores de Tensión" o ANSI/IEEE C57.13: "IEEE Standard for Instrument Transformers".

## 2. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MEDICIONES INDIRECTAS Y SEMIDIRECTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE Tensión SEGÚN LA CREG

Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición (2):

Nivel 4: Sistemas con tensión mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV.

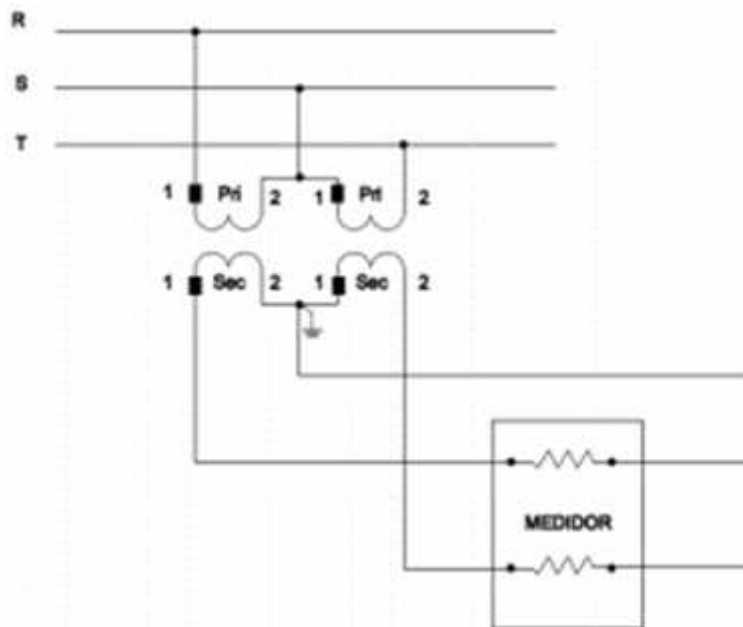
Nivel 2: Sistemas con tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión menor a 1 kV.

### 2.2. MEDICIÓN INDIRECTA

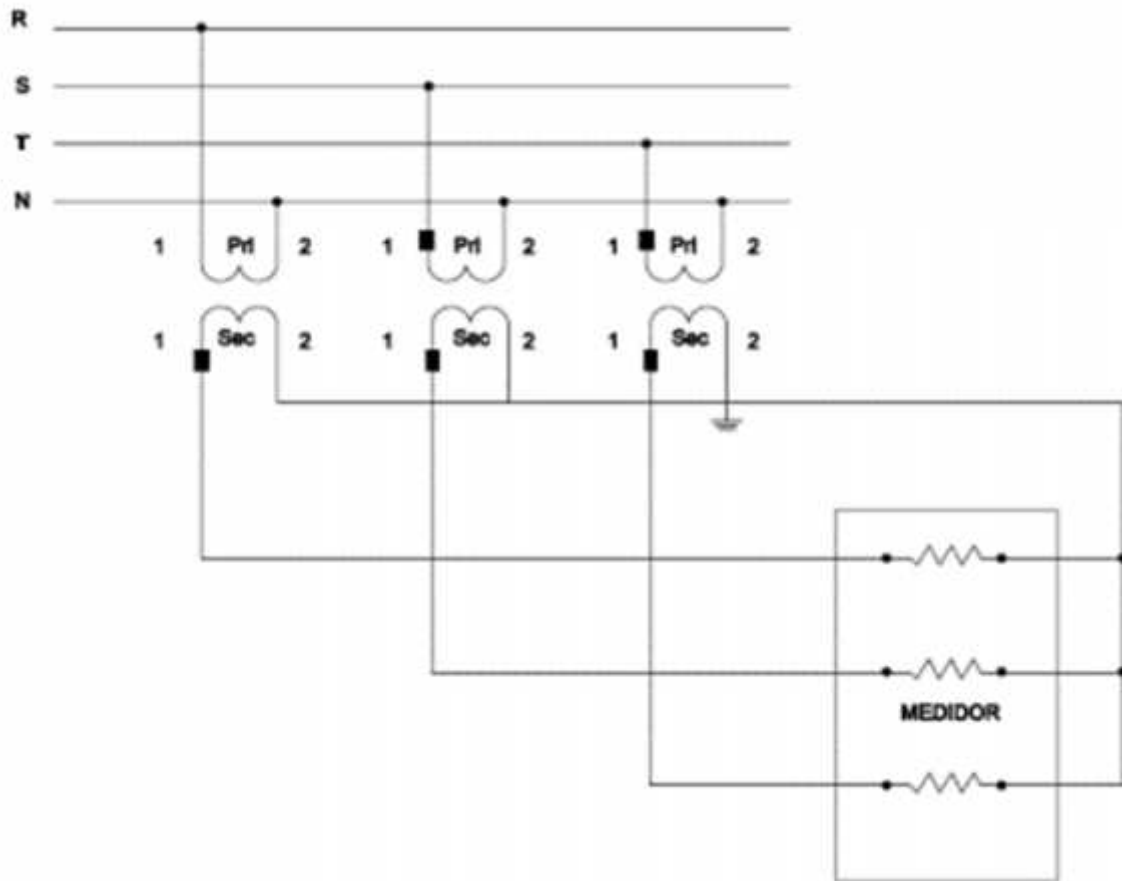
**Medición indirecta:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga (2).

Figura 1. Conexión de transformadores de tensión (3 fases, 3 hilos, delta abierta)



Fuente propia.

Figura 2. Conexión de transformadores de tensión (3 fases, 4 hilos)



Fuente propia

### 2.3. POSIBLES ANOMALIAS QUE SE PUEDEN ENCONTRAR EN SISTEMAS DE INDIRECTA.

En los sistemas de medida indirecta las manipulaciones en las conexiones son posibles, pero no son comunes debido a el nivel de tensión que se maneja, sin embargo, se presentan casos en donde el cable conductor de las señales de tensión y corriente son alterados para generar errores en la medida, también el cambio de placas de características produce que los valores entregados en el medidor varíen cambiando los consumos finales liquidados.

## 2.4. COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DEL SERVICIO DE ENERGÍA.

El costo del kW de energía eléctrica en la medición indirecta que se aplica a niveles de tensión 2 y 3, tiene un menor valor que la medición en nivel de tensión 1, porque el costo de distribución y pérdidas es más barato según el costo unitario (CU) con que se factura el servicio de energía.

El costo unitario está representado por la sumatoria de las siguientes variables:

- Generación o compra de energía (G)
- Transmisión de energía (T)
- Distribución de energía (D)
- Comercialización y venta de energía (C)
- Pérdidas reconocidas (PR)
- Restricciones por daños de infraestructura (R)

Figura 3. Componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía

 <b>EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.</b> <b>COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO</b>								
$CU_{vm,m,l,j} = G_{m,l,j} + T_{m,l,j} + D_{m,l,j} + C_{v,m,l,j} + PR_{m,l,j} + R_{m,l,j}$ $CU_{f,m,l,j} = \beta \times C_{f,m,l,j}$ $CU_{vm,m,l,j} - CU_{f,m,l,j}$								
								
NIVEL   CONCEPTO	Generación -G <sub>m,l</sub>	Transmisión -T <sub>m,l</sub>	Distribución -D <sub>m,l</sub>	Costos Restric- ciones - R <sub>m,l</sub>	Pérdidas Rec. - PR <sub>m,l</sub>	Comercialización -C <sub>v,m,l</sub>	COSTO UNITARIO CU	CU REG 158 DE 2015
Nivel 1	Propiedad 100% EDEQ	169,40746	28,29100	172,74390	17,58659	28,80948	57,79280	474,63124
	Propiedad 100% Usuario	169,40746	28,29100	132,29995	17,58659	28,80948	57,79280	434,18729
	Propiedad Compartida	169,40746	28,29100	152,52193	17,58659	28,80948	57,79280	454,40927
Nivel Tensión 2	169,40746	28,29100	107,41856	17,58659	16,36878	57,79280	390,85519	417,87853
Nivel Tensión 3	169,40746	28,29100	49,74786	17,58659	7,12538	57,79280	329,95118	345,20224

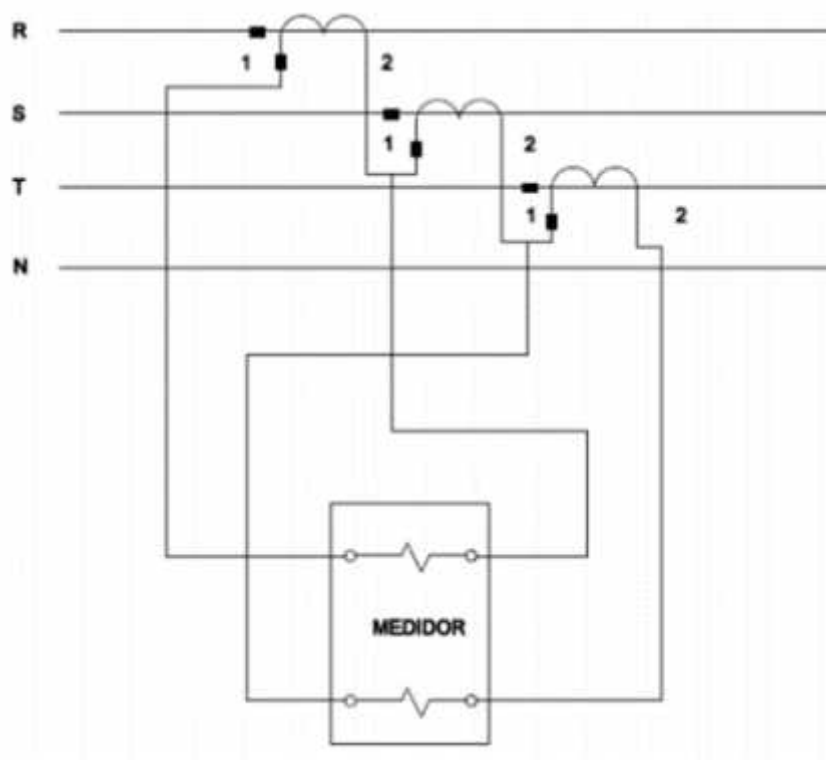
Fuente (1)

## 2.5. MEDICIÓN SEMIDIRECTA

**Medición semidirecta:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga (2).

Las medidas semidirectas son utilizadas para cargas en nivel de tensión 1 en donde la acometida del usuario es de calibre mayor al # 2 AWG, el cual no sirve para la bornera normal de un medidor de directa, entonces se deben instalar CT's. para baja tensión en cada fase de la acometida, estos deben ser de iguales características en la instalación.

Figura 4. Conexión de transformadores de corriente 3 fases, 4 hilos con conexión secundaria en delta



Fuente propia.

## 2.6. COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

En el Artículo 7 y en el Anexo A de la Resolución CREG 038 de 2014 (2), se describen los componentes del sistema de medición; éstos se componen de todos o de algunos de los elementos que se listan a continuación, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor:

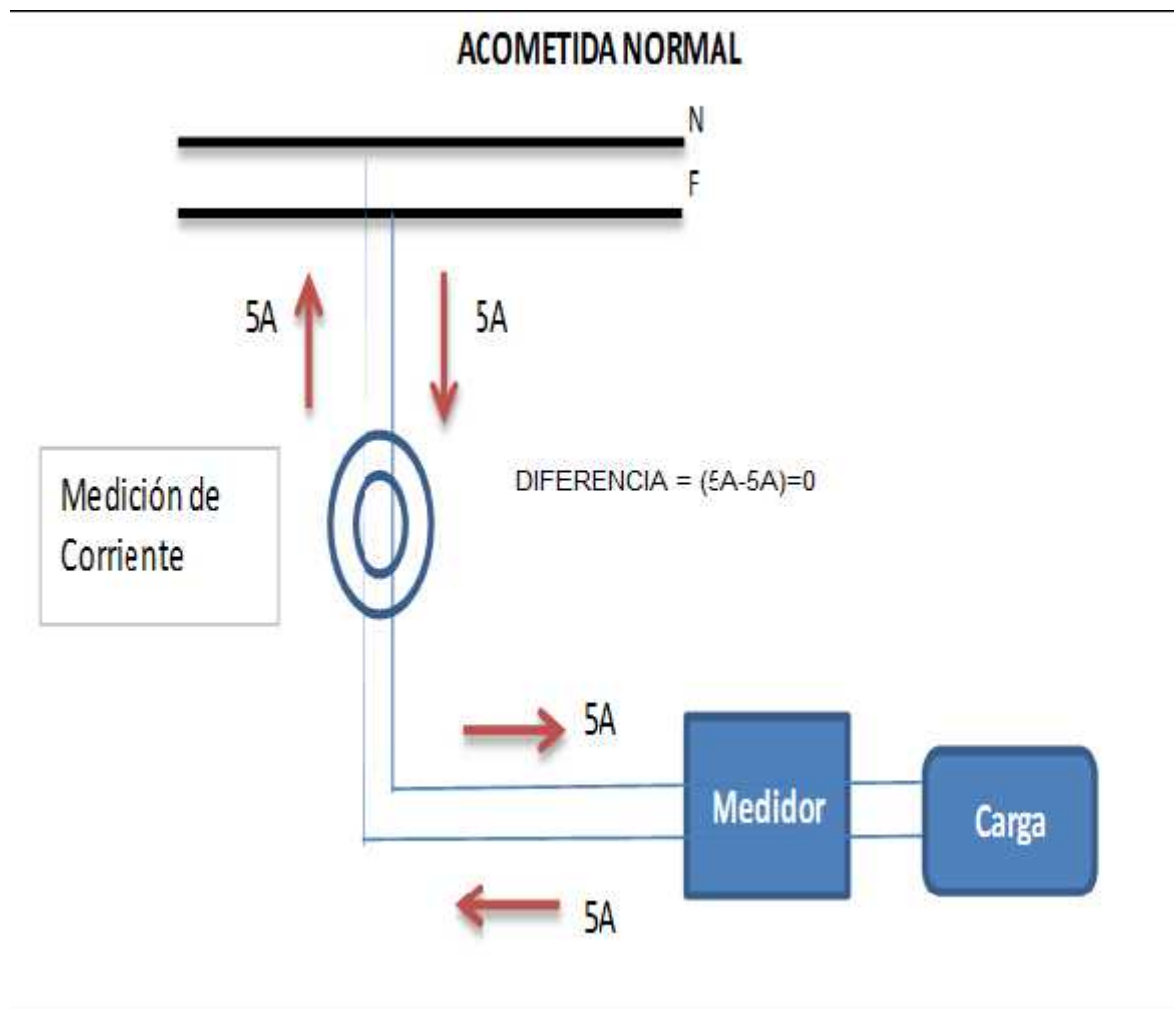
- a) Un medidor de energía activa.
- b) Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c) Un medidor de respaldo.
- d) Transformadores de corriente (CT's).
- e) Transformadores de tensión (PT's)
- f) Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- g) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- h) Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
- i) Un sistema de almacenamiento de datos, constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- j) Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- k) Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
- l) Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
- m) Bloques de bornas de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar en sitio los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.



## 2.7. POSIBLES ANOMALIAS QUE SE PUEDEN ENCONTRAR EN SISTEMAS DE MEDIDA SEMIDIRECTA

En este punto se muestran algunas de las anomalías que se pueden encontrar en las revisiones a medidas semidirectas, las cuales se pueden detectar al momento de realizar la inspección en la acometida de alimentación a la carga.

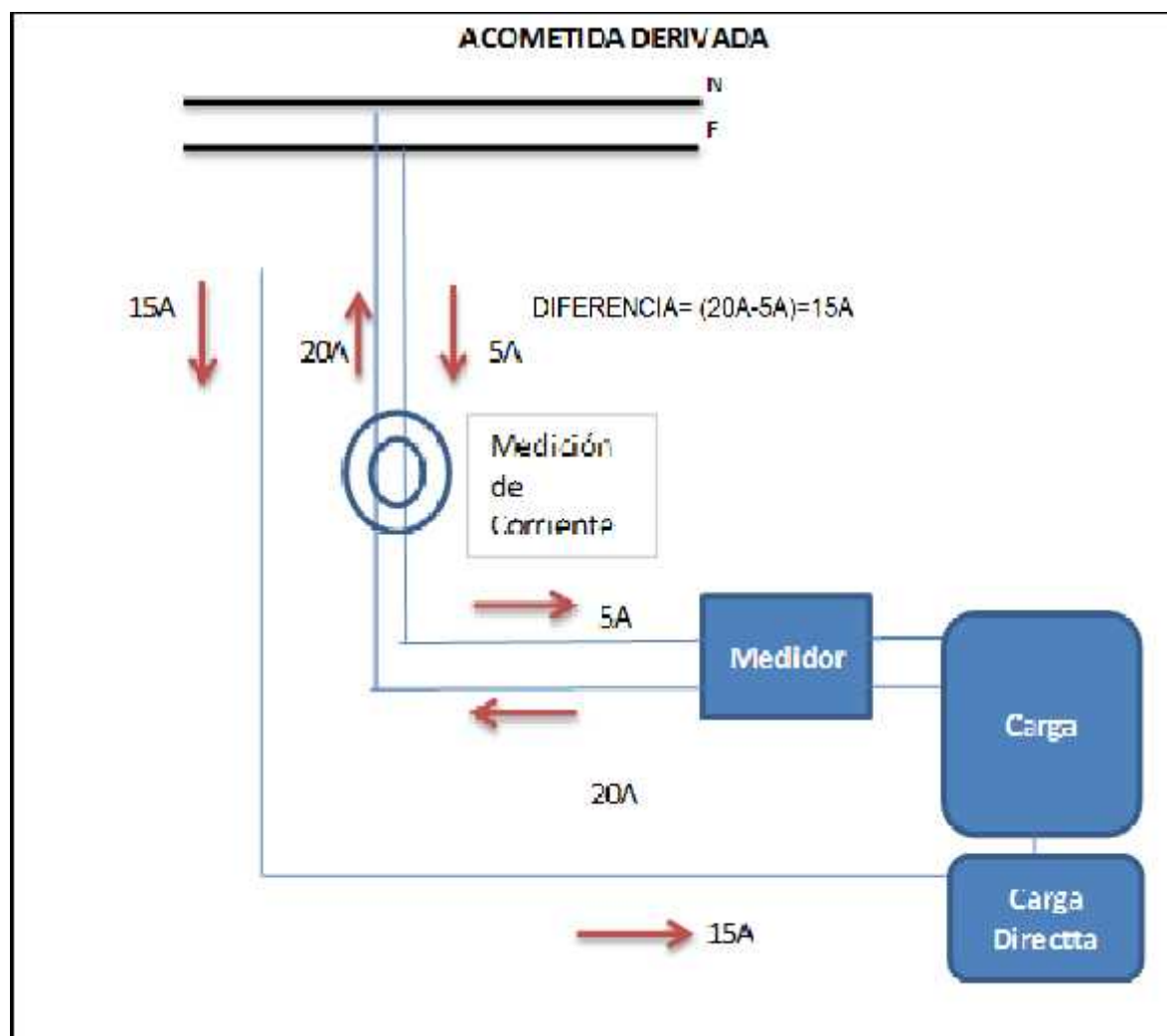
Figura 5. Acometida Normal



Fuente (1)

En esta Figura 5, se ilustra que en una acometida normal al tomar los dos conductores con la pinza volti-amperimétrica la lectura debe ser cero (0), ya que, por ser un circuito, la misma corriente que entra debe salir. Se observa que entra 5 A y sale 5 A, por lo que se restan y la pinza va a mostrar cero (0) en el display.

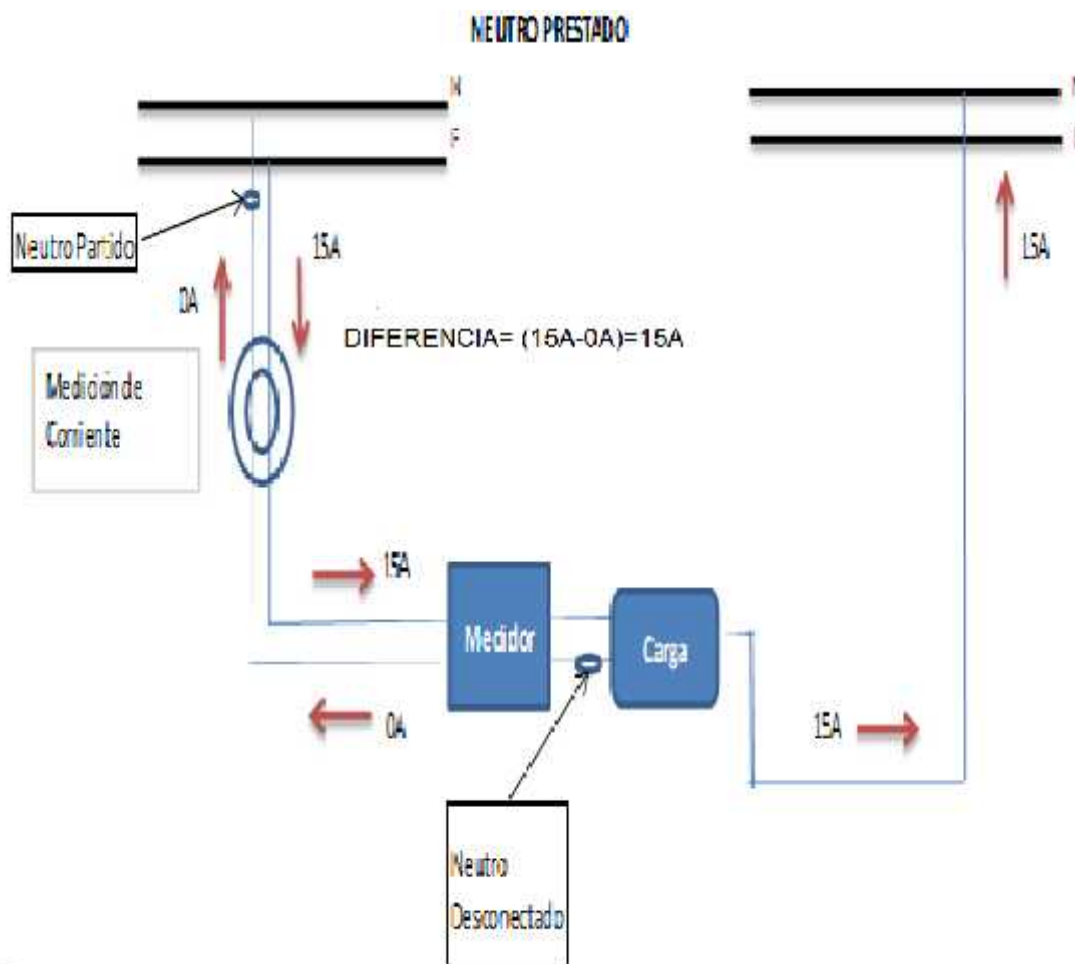
Figura 6. Acometida Derivada



Fuente (1)

En la Figura 6, se muestra cuando la acometida se encuentra derivada antes del medidor, la pinza voltiamperimétrica va a mostrar en la lectura de display un valor de corriente. En la figura se observa un servicio directo con un valor de 15 A, los cuales van a ser mostrados por la pinza.

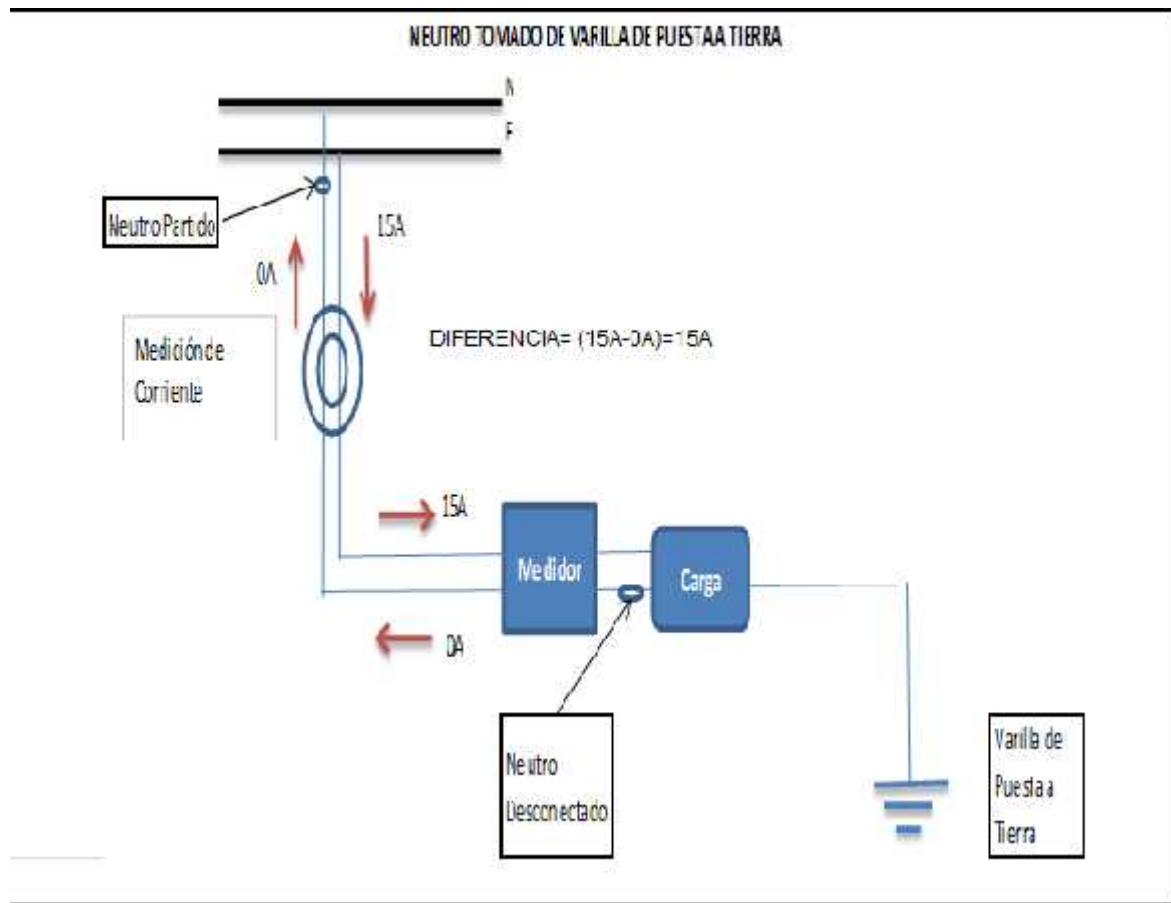
Figura 7. Neutro Prestado



Fuente (1)

En la Figura 7, cuando el neutro de la acometida ha sido partido y aislado antes del medidor, y además esta señal ha sido remplazada por un neutro prestado, la pinza voltiamperimétrica va a mostrar una lectura de corriente en el display. Se observa que los 15 A de la carga son registrados por la pinza.

Figura 8. Neutro tomado de la varilla de puesta a tierra



Fuente (1)

En la Figura 8, cuando el neutro de la acometida ha sido partido y aislado antes del medidor y además esta señal ha sido remplazada por una varilla de puesta a tierra, la pinza voltiamperimétrica va a mostrar una lectura de corriente en el display. En la figura se observa que los 15 A de la carga son registrados por la pinza.

### 3. EQUIPO PATRÓN ZERA MOVING TEST 300

#### 3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PORTÁTIL PARA ENSAYO DE CONTADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA MOVING TEST 300

El MT300/MT310 es un equipo patrón portátil para la medición de potencia y energía, ver la Figura 9. Posee diversos elementos de medición, combinados con un fácil concepto operativo que proporcionan la mayor flexibilidad posible para efectuar una exhaustiva verificación de los contadores instalados en campo.

El equipo ofrece una óptima ergonomía y funcionalidad combinadas con una excelente operatividad a través de un menú guiado por teclas sensibles y una pantalla LCD de 6,4 pulgadas.

El MT300 tiene las siguientes características:

- Se construye según normas EN61326-1 y EN61010
- Categoría de sobretensiones 3 / 300V
- Tensión transitoria: 4 kV; Ueff 2,2 kV
- Clase de protección: I
- Grado de protección: IP30
- Resistencia de aislamiento:  $> 310 \text{ M}\Omega$  @535 V entre entradas de medición y tierra
- Influencia por inducción magnética de origen externo (50 Hz): 400 A/m (00,5 mT):  $< 150 \text{ ppm}$  error adicional

Figura 9. Equipo patrón ZERA Moving Test 300



Fuente (4)

### 3.2. CARACTERÍSTICAS

- Fácilmente operable a través de un menú guiado por teclas
- Diversas posibilidades de configuración adicionando adaptadores de medición
- Excepcional estabilidad en la medición a largo plazo y por temperatura
- Medición de intensidad hasta máxima de 120 A con pinzas con error compensado
- Memoria interna para almacenar resultados de medición y datos de clientes
- Software MTV basado en Windows para evaluar los resultados
- Sistema de control externo, vía PC, con software de control basado en Windows
- Medición de corriente hasta una máxima de 10 kA utilizando el adaptador correspondiente
- Medición de tensión hasta una máxima de 40 kV utilizando una pértiga ("stick") de alta tensión
- No introduce error adicional en las mediciones reactivas
- Clase de precisión 0.1

### 3.3. FUNCIONES

El patrón MT300 posee las siguientes funciones:

- Verificación de contadores de energía eléctrica de 2, 3 y 4 hilos.
- Verificación de los registradores de energía y potencia.
- Medición de potencia y energía activa, reactiva y aparente.
- Medición en los 4 cuadrantes.
- Medición de frecuencia, ángulo de fase y factor de potencia.
- Análisis de armónicos para las tensiones y corrientes hasta el 40° armónico.
- Medición del factor de distorsión.
- Representación vectorial.
- Muestreo de la forma de onda.
- Pantalla de campo rotativa.
- Medición de las cargas operativas en transformadores de corriente y tensión.
- \* Impresora externa para la presentación de los resultados de medición en sitio.
- \* Medición selectiva de potencia.
- \* Dosificación de energía
- \* Medición simultánea del primario y secundario de los transformadores de corriente.
- \*\* Operación sin alimentación externa de tensión

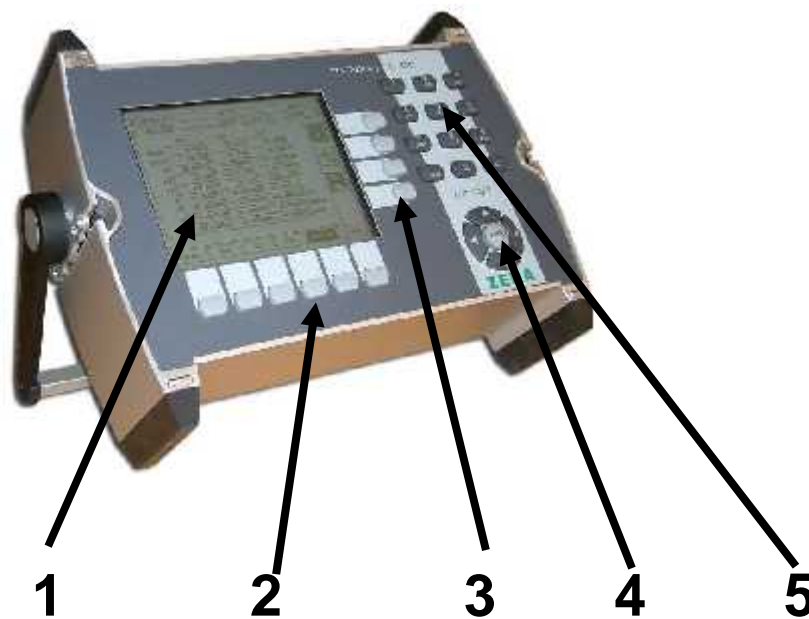
Pueden ser contrastados los siguientes contadores clase 0.2 ,0.5 ,1 y 2:

- Contadores de vatios hora de dos hilos.
- Contadores de tres y cuatro hilos de energía activa y reactiva.
- Contadores reactivos en conexión real y artificial.
- Contadores deon registros de energía mecánicos y electrónicos.
- Contadores con maximetros mecánicos y electrónicos.
- Contadores con emisores S0.
- Contadores de cuatro cuadrantes.

### 3.4 VISTAS DEL MT 300

#### 3.4.1. Vista frontal

Figura 10. Vista frontal equipo ZERA MT 300



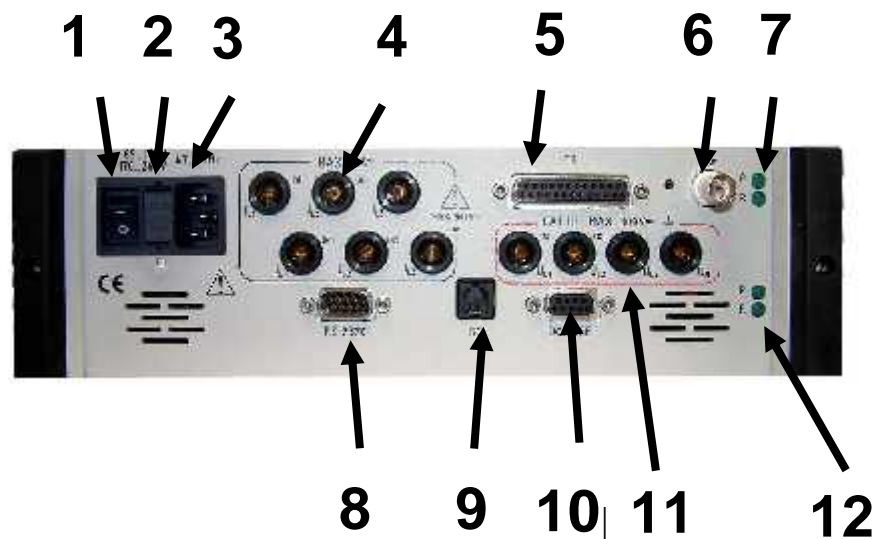
Fuente (4)

1 Pantalla de 6,4 ''

- 2 Teclas de funciones 1 - 6
- 3 Teclas de funciones 7 - 10
- 4 Flechas y Enter
- 5 Teclas numéricas

### 3.4.2. Vista superior

Figura 11. Vista superior equipo ZERA MT 300



Fuente (4)

- 1 Interruptor principal
- 2 Fusible principal 2x 1.25A/250V mT
- 3 Alimentación principal
- 4 Entrada de mediciones directas de corriente
- 5 Terminal de conexión para las pinzas
- 6 Salida de frecuencia
- 7 LED de estado del módulo de medición
  - P = Alimentación OK
  - R = Sistema Ok
- 8 Interface RS232 para control externo vía PC
- 9 Entrada de impulsos del cabezal fotosensible
- 10 RS232 interface for control of an external source
- Pin-out:
 

1 común	2 abridor
3 cerrador	4 sin uso
5 puentado con 6	6 puentado con 5



7 sin uso

8 sin uso

9 sin uso

11 Entrada para mediciones de tensiones.

12 LED de estado del módulo CPU

P = Alimentación OK

R = Sistema OK.

### 3.5. DATOS TÉCNICOS

Cuadro 4. Datos técnicos del equipo ZERA MT300 (4)

<b>MT300 Contador patrón portátil</b>	<b>Clase 0.1</b>
Conexión a la red	85 –132VAC / 170 – 265VAC, 47... 63Hz
Conexión a las tensiones de ensayo (sólo MT310)	85 –132VAC / 170 – 265VAC, 47... 63Hz
Consumo de energía	Aprox. 15 VA
Rango de medición de tensión	100 mV - 300 V
Rango interno de medición de tensión (auto rango)	5 –250 V
Rango de medición de corriente	1 mA - 12 A (en modo directo) 5 mA - 120 A (con pinzas)
Rango de medición de corriente (Auto rango)	50 –100 –250 –500 mA 1 - 2,5 –5 –10 A
Frecuencia fundamental	15- 70 Hz
Ancho de banda	DC- 1000 Hz
Modos de medición	4-Hilos Activo / Reactivo / Aparente / 3-Hilos Activo / Reactivo 2-Hilos Activo / Reactivo
Clasificación de precisión de acuerdo con PTB Para la medición de potencia y energía <sup>1 2 3</sup> Independiente del modo de medición	0.1
Error en medición de tensión <sup>1 2 3</sup>	< 0,05%
Deriva a largo plazo de la tensión	< 100 ppm/Año
Desviación por temperatura en medición de tensión	< 15 ppm/K
Estabilidad en medición de tensión <sup>1 2 3 5</sup>	< 50 ppm
Error en medición de corriente <sup>3</sup>	< 0.05% (20mA...12A) (en mediciones directas hasta 12A) < 0.1% (10mA...20mA) (en mediciones directas hasta 12A) < 0.15%

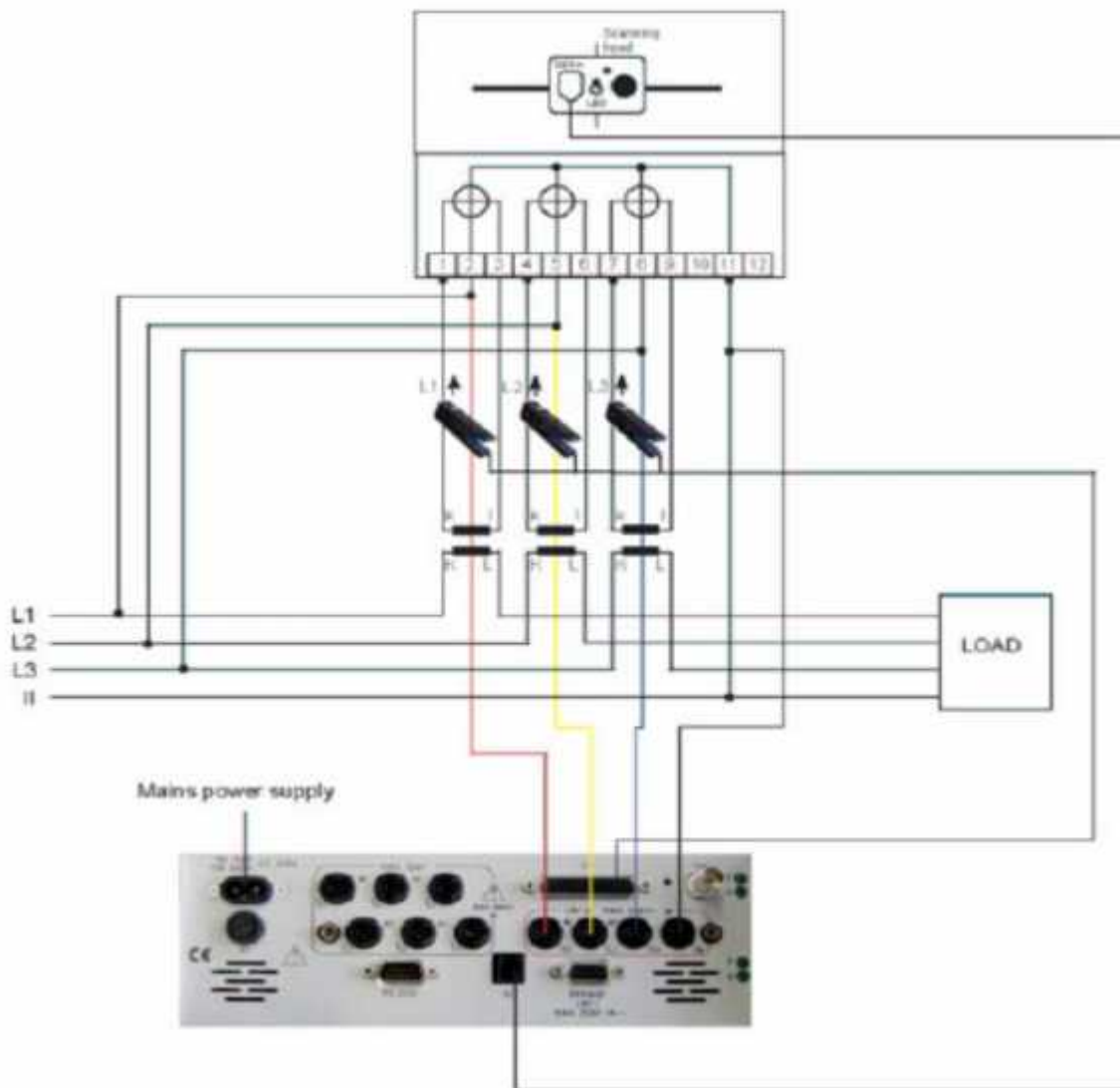
<b>MT300 Contador patrón portátil</b>	<b>Clase 0.1</b>
	(500mA...120A) (con pinzas) < 0.3% (100mA...500mA) (con pinzas)
Desviación por temperatura en medición de corriente	< 15 ppm/K (en mediciones directas hasta 12A) < 50 ppm/K (con pinzas)
Desviación a largo plazo en mediciones de corriente	< 100 ppm/Año (en mediciones directas hasta 12A) < 600 ppm/Año (con pinzas)
Estabilidad en la medición de corriente <sup>1 2 3 5</sup>	< 70 ppm
Error en la medición de Potencia/Energía <sup>2 3 4</sup>	< 0.1% (en mediciones directas hasta 12A) < 0.2% (500mA...120A) (con pinzas)
Desviación por temperatura potencia/energía	30 ppm/K (en mediciones directas hasta 12A) 65 ppm/K (500mA...120A) (con pinzas)
Estabilidad de medición potencia/energía <sup>2 3 4 6</sup>	< 100 ppm
Error de medición del ángulo de fase <sup>1 2 3</sup>	< 0.02° (en mediciones directas hasta 12A) < 0.1° (con pinzas)
Error de medición de la frecuencia	+/- 0,01Hz
Error de medición de los armónicos <sup>4</sup>	< 0,2%
Rango de temperatura	-15° ... +45° C
Humedad relativa no condensada	Máx. 95 %
Dimensiones (AxAxP)	220 x 290 x 80 mm
Peso	Aprox. 3 Kg.

Fuente (4)

### 3.6. CONEXIÓN DEL EQUIPO PATRÓN PARA DIFERENTES SISTEMAS

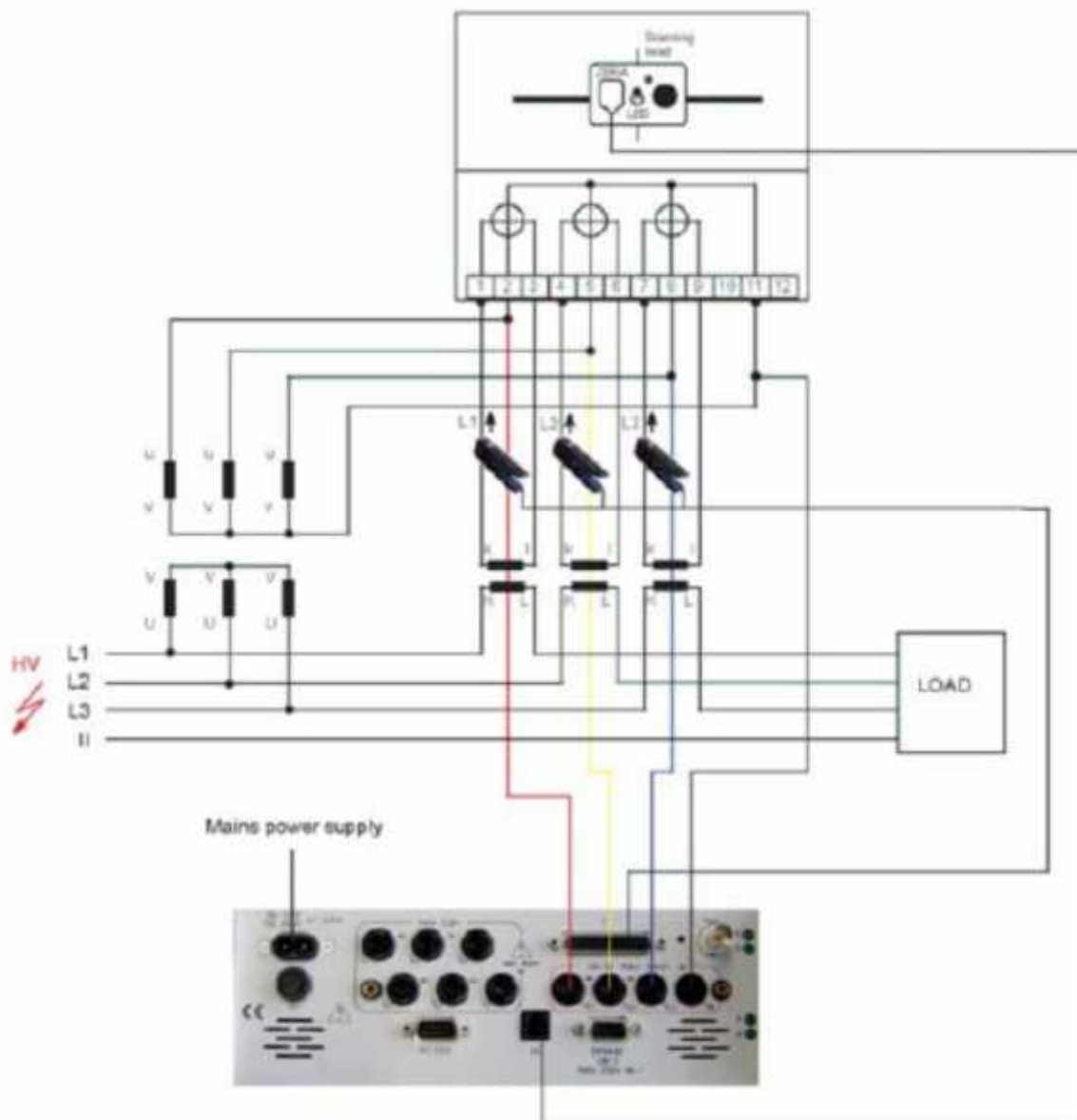
En este espacio se visualizará como se conecta el equipo patrón (4), en sistemas semidirectos a tres elementos y sistemas indirectos a dos y tres elementos.

Figura 12. En conexión 3 fases 4 hilos con 3 CT's medida semidirecta



Fuente (4)

Figura 13. Conexión a tres elementos medida indirecta



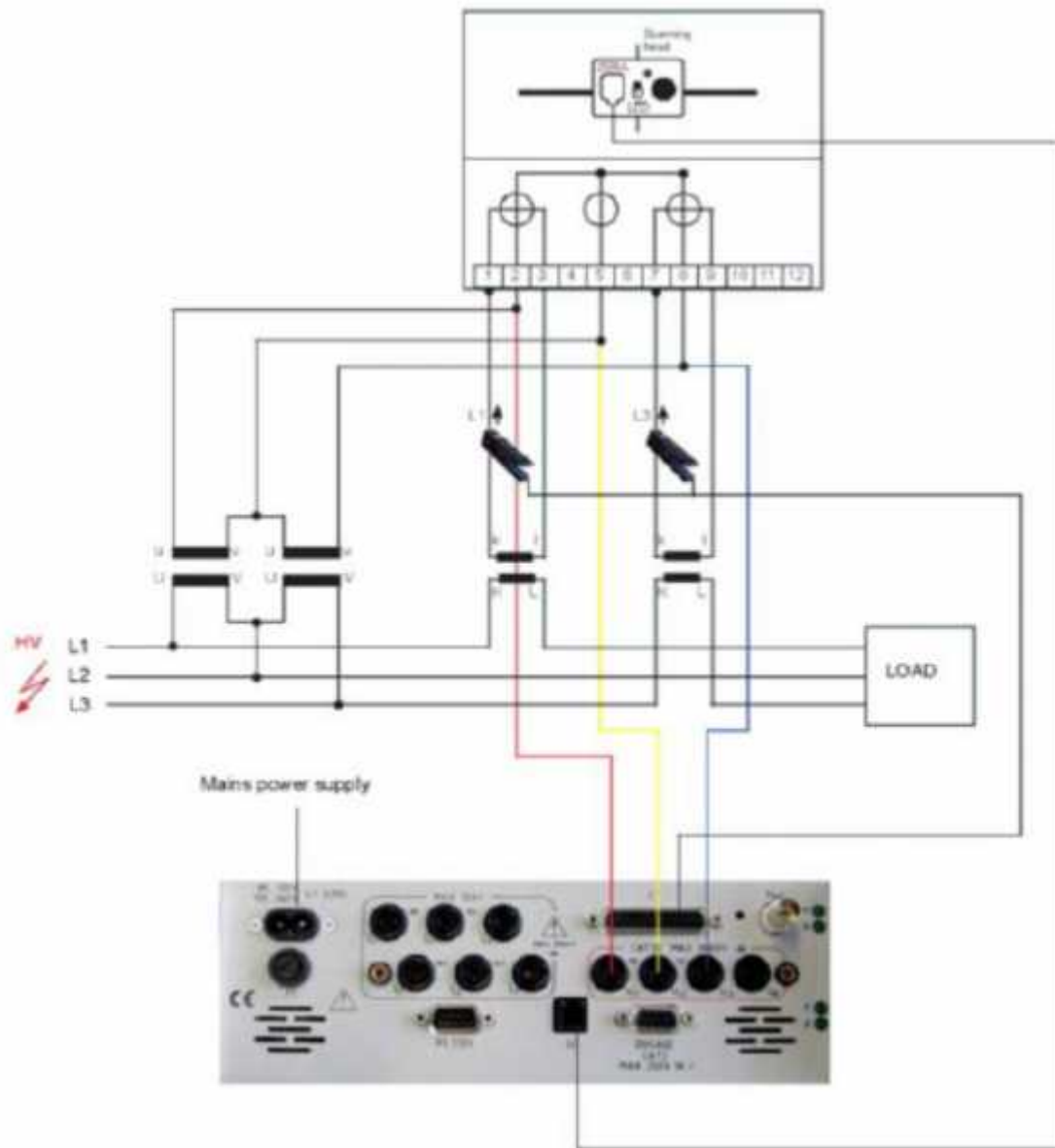
Fuente (4)

Consiste en utilizar tres Transformadores de Potencial (PT's) y tres Transformadores de Corriente (CT's) para la medición de energía trifásica indirecta.

Principales características

- Los PT's deben estar especificados con tensión primaria fase-neutro (debe estar dividida por raíz de 3, que visualmente corresponde a tener un buje).
- El medidor debe permitir esta conexión.

Figura 14. Conexión en dos elementos



Fuente (4)

Consiste en utilizar dos Transformadores de Potencial (PT's) y dos Transformadores de Corriente (CT's) para la medición de energía trifásica indirecta

Principales características

- Los PT's deben estar especificados con tensión primaria fase-fase (no debe estar dividida por raíz de 3).
- El medidor debe permitir esta conexión

## **4. REVISION DE SISTEMAS DE MEDIDA INDIRECTA Y SEMIDIRECTA CON EQUIPO PATRON**

En este capítulo se explica el procedimiento para realizar una revisión con equipo patrón a un sistema de medida indirecta o semidirecta en terreno con la carga que tiene el cliente instalado en el predio.

### **4.1. PROCEDIMIENTO PARA SISTEMA DE MEDIDA INDIRECTA**

Este tipo de medida se aplica para todo usuario cuya carga de transformador sea igual o mayor a 112,5 kVA.

#### **4.1.1. Orden de trabajo.**

Basados en un direccionamiento previo el cual depende del seguimiento y control de los sistemas comerciales o simplemente dentro de las exigencias mínimas para los periodos de control establecidos; se identifica el predio sobre el cual se realizará la revisión, se contacta al usuario respectivo y se explica el motivo de la revisión, además de reportarle que tiene un tiempo prudencial de 15 minutos para contactar a su electricista de confianza y este atestigüe los procedimientos de la revisión.

#### **4.1.2. Inspección visual.**

La cual consiste en una verificación de las conexiones, la revisión del estado de los elementos de seguridad, la revisión de los componentes del sistema de medida y sus accesorios, se toma registro fotográfico de puntos de conexión, elementos de la medida que estos tengan, sellos y si es posible también tomar registro fotográfico de placas de características de CT's (Transformadores de Corriente), y PT's (Transformadores de Tensión), medidor y lecturas de medidor tanto de activa como reactiva antes de retirar los sellos. Todas las novedades y observaciones deben ser registradas en la revisión y quedarán en el documento final que se entregará al usuario.

##### **4.1.2.1. Revisión de los componentes del sistema de medida indirecta**

Consiste en la revisión de los datos de placa y el estado de las conexiones, caja o celda de instalación, medidores de energía, transformadores de medida, bloque de pruebas.

Según lo que se determine en el paso anterior, se procede a realizar una inspección visual de las condiciones físicas y mecánicas de los todos los componentes que se encuentran en el sistema de medida (ver la Figura 15).

Figura 15. Elementos que conforman una medida indirecta



Fuente propia

Para el (los) medidor(es) de energía, la verificación visual del medidor debe ser realizada teniendo en cuenta las siguientes directrices:

- Verificación de las condiciones técnicas del medidor
- Revisión de los datos del medidor, identificación y registro de las características técnicas de este (No. de serie, tipo, modelo, rangos de corriente y de tensión, constante del medidor, clase, entre otros).
- Inspección visual externa, determinar el estado de los componentes del medidor tales como: Base, tapa principal, terminales, bloque de terminales, tapa del bloque de terminales, entre otros y debe realizarse antes de iniciar los ensayos. En caso de evidenciarse alguna no conformidad que pueda afectar la integridad de la persona o de los equipos de ensayo la respectiva prueba no debe ser realizada. Si la no conformidad afecta únicamente el buen funcionamiento del medidor, los ensayos pueden ser realizados.
- Condiciones de referencia

Para cada uno de los transformadores de medida (CT's y PT's) se debe revisar que cuenten con la tapa cubre bornes, ya con estos se imposibilita una alteración en la conexión, además que se encuentren correctamente conectados. En caso de que se observen anomalías, daños o averías como bornes sueltos, desajustados o aislados o problemas de conexión estos deben ser registrados, pues de estas irregularidades pueden determinar un error en la medida.

Para la revisión del bloque de prueba se empieza por verificar que este posea los sellos de seguridad con las series que se instalaron en revisión anterior, la tapa en su lugar y en buen estado y que no presente daños, bornes sueltos, desajustados, en mal estado, aislados o con puentes entre los polos correspondientes a la entrada y/o salida del circuito secundario de los CT's, que alteren el registro de consumos en condiciones normales de operación, debido a que este es un elemento que solo debe ser manipulado por el operador de red. De encontrarse una anomalía se debe reportar en el respectivo documento final como una irregularidad, con sus respectivas evidencias; si dicha anomalía tiene solución en el momento de la revisión, se procede a dar corrección de esta en la parte final de la labor junto con cualquier otra novedad que sea encontrada, garantizando que el sistema de medida queda en un funcionamiento adecuado.

Para el sistema de cableado se debe revisar el estado de la conexión en bornes de los componentes del sistema de medición y su concordancia con el respectivo diagrama de conexiones según el medidor de energía eléctrica, y que el cableado conserve el código de colores sugeridos para este tipo de medidas.

#### **4.1.2.2. Revisión de datos de placa**

Se debe registrar como mínimo la siguiente información de la placa de características de cada uno de los componentes del sistema de medida:

**En los medidores de energía:** marca, modelo, año de fabricación, número de serie, tensión de referencia, la frecuencia nominal, corriente nominal, corriente máxima, clase de exactitud, constante de calibración, número de fases, número de hilos y número de elementos.

**Transformadores de tensión:** marca, modelo, número de serie, tensión primaria nominal, tensión secundaria nominal, relación de transformación nominal, frecuencia nominal, clase de exactitud y carga nominal (Burden), Nivel Básico de Aislamiento (BIL).

**Transformadores de corriente:** marca, modelo, número de serie, corriente primaria nominal, corriente secundaria nominal, corriente térmica nominal de corta duración, corriente dinámica nominal, relación de transformación nominal, frecuencia nominal, clase de exactitud y carga nominal (Burden), Nivel Básico de Aislamiento (BIL).



#### 4.1.2.3. Revisión de los elementos de seguridad

Se deben registrar el estado físico y las características de los sellos de seguridad, como por ejemplo que no hayan sido retirados, manipulados y que las series concuerden con los que figuran en los sistemas de información. Que se encuentran instalados en los dispositivos o ranuras de cada uno de los elementos del sistema de medida (caja o celda, medidor de energía, bloque de prueba y transformadores de medida). En la Figura 16 se muestran los elementos de seguridad de un sistema de medida.

Figura 16. Sellos de seguridad



Fuente propia

#### 4.1.2.4. Revisión de conexiones

Se deben documentar y revisar las conexiones eléctricas de los componentes del sistema de medición con respecto a las especificaciones dadas en las placas de características, diagrama de conexiones de cada uno de los elementos que lo conforman. Asimismo, se debe revisar el estado de las conexiones entre los diferentes componentes del sistema de medición.

#### 4.1.2.5. Revisión de la caja o celda de instalación

Se debe revisar visualmente el estado físico de la celda o cajas que contienen cada uno de los componentes del sistema de medición.

#### **4.1.3. Retiro de sellos de seguridad.**

Se retiran sellos de seguridad tanto en el medidor como en el bloque de pruebas para verificar que las conexiones estén apretadas, y no presenten sulfataciones o cortes los cables de conexión.

#### **4.1.4. Condiciones de referencia**

Las pruebas deben ser realizadas manteniendo las mismas condiciones en que se encuentre la instalación y los elementos del sistema de medida.

Los rangos de tensión para la realización de las pruebas deben encontrarse entre el -20% de la mayor tensión de las tensiones nominales de los equipos de medida que conforman el sistema de medida y el +15% de la menor tensión de las tensiones nominales de los elementos del sistema de medida.

Los rangos de corriente para la realización de las pruebas deben ubicarse entre el 1% de la corriente nominal y el 120% para transformadores de corriente con rango de precisión extendido y para los transformadores de corriente normal (convencionales) deben ubicarse entre el 5% y el 120% de la corriente nominal.

Como verificación de las magnitudes eléctricas se procede a la instalación del equipo patrón en la instalación eléctrica de la medida, teniendo en cuenta que esta conexión se debe realizar en la entrada del bloque de pruebas y el cable multiconductor de conexión de los CT's. y PT's.

Esto se hace para garantizar que los valores entregados por el medidor son reales y no existen anomalías antes de la conexión del equipo de medida.

Se deben verificar, medir y registrar las siguientes magnitudes eléctricas en el primario y secundario del sistema de medida:

- Tensiones por fase ( $U_f$ )
- Corrientes por fase ( $I_f$ )
- Factor de potencia (FP)
- Frecuencia ( $F_r$ )
- Secuencia de fases y diagrama fasorial

Figura 17. Conexión equipo patrón en la medida

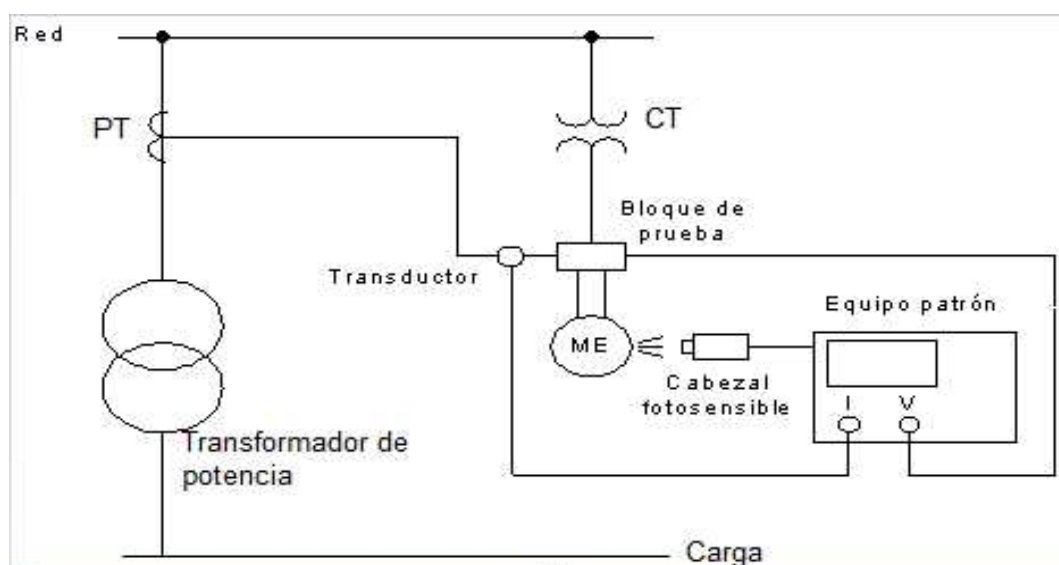


Fuente propia

#### 4.1.5. Pruebas.

Estas pruebas se realizan con la carga que tiene el usuario en el predio en el momento de la visita.

Figura 18. Diagrama de conexión de equipo patrón con la carga del usuario



#### 4.1.5.1. Prueba de registro medida indirecta.

El equipo patrón empieza a realizar la prueba de registro, la cual también se conoce con el nombre de integración o dosificación, y consiste en comparar que la potencia que está registrando el medidor sea igual a la que está consumiendo el usuario. Se calcula la energía registrada por el medidor, mediante la diferencia de lecturas final e inicial y se determina el Error Porcentual, para lo cual el equipo patrón maneja el algoritmo base de siguiente fórmula:

$$e_p = \frac{E_{iaR} - E_{iaA}}{E_{iaA}} \times 100 \quad (1)$$

Figura 19. Resultado de prueba de registro con equipo patrón



Fuente propia

#### 4.1.5.2. Prueba de error o contrastación.

Si no se encuentra ninguna anomalía en la prueba de registro, se procede a realizar otra prueba que es la de contrastación, que es comparar la energía con el trabajo. Con esta prueba se verifica medidores con tecnología americana o simétrica y con tecnología europea o asimétrica. También las fórmulas para medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos

Para esto el equipo patrón realiza funciones para medidores con tecnología americana con la siguiente fórmula:

$$F.V \text{ ó } E.C.T. = \frac{3600 \times kh \times N}{V_1 (A1 + A2 + A3) \times t} \quad (2)$$

Donde:

F.V. = Factor de Verificación

E.C.T = Error Calculado en Terreno

3600 = Constante de la fórmula

Vprom= Tensión Promedio

A1, A2, A3 = Corrientes por fase (de acuerdo a la conexión a la red)

kh = Wh x Rev.

N= Número de Vueltas o Pulsos tomados

t = Tiempo en segundos en dar N vueltas o dar I impulsos

Y para medidores con tecnología europea se utiliza la siguiente fórmula.

$$F.V. \text{ ó } E.C.T = \frac{3600000 \times N}{V_p \times (A1 + A2 + A3) \times k \times t} \quad (3)$$

Donde:

F.V. = Factor de Verificación

E.C.T = Error Calculado en Terreno

3600000 = Constante de la fórmula

N= Número de Vueltas o Pulsos tomados

Vprom= Tensión Promedio

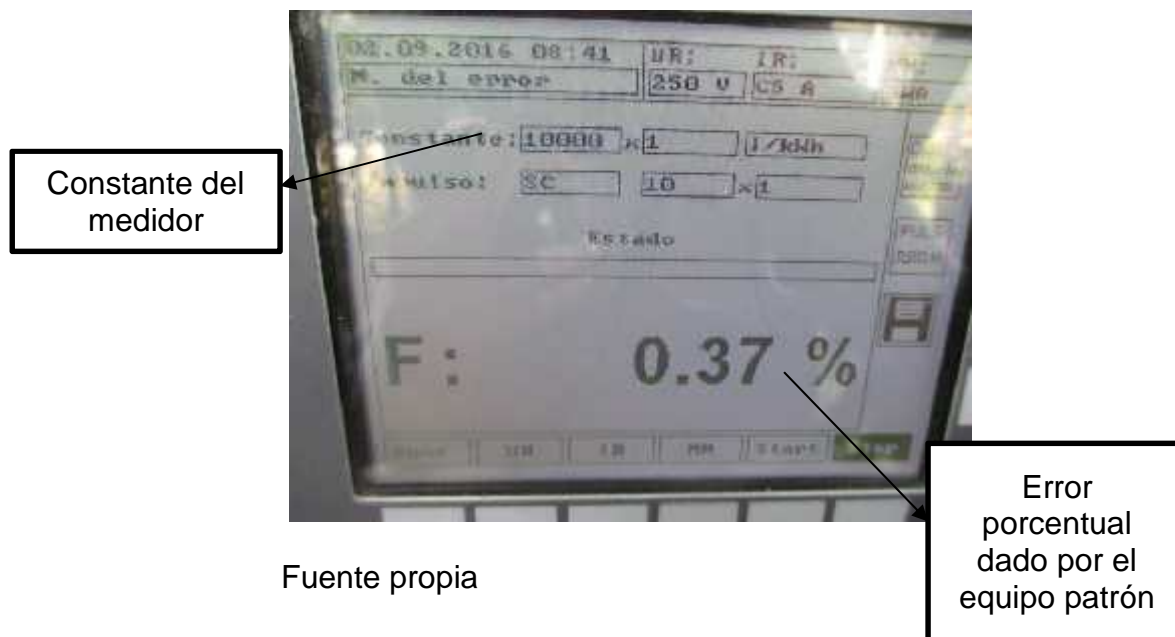
A1, A2, A3 = Corrientes por fase (de acuerdo a la conexión a la red)

kd = Wh x Rev.

t = Tiempo en segundos en dar N vueltas o dar I impulsos

Adicionalmente se tiene que kd = 1000/kh.

Figura 20. Resultado prueba de contrastación del equipo patrón



#### 4.1.5.3. Prueba de CT's y PT's

Si no se tienen anomalías se procede a realizar las pruebas a los CT's y PT's, para esta prueba se deben tomar tensiones y corrientes en los bornes por el lado de alta tensión en cada uno de los elementos y la que muestra en el secundario el equipo patrón (4) en ese mismo elemento y se saca una relación. Luego se toma el dato de la relación de placa de características de dicho elemento y se aplica la siguiente formula:

$$E = \frac{(C \text{ o } P) \cdot r_p - r_c \cdot c_i}{r_i \cdot c_i} \times 100 \quad (4)$$

Figura 21. Prueba de CT's.



Fuente propia

#### 4.1.6. Sellado nuevo de equipos de medida

Ya realizados todas estas pruebas se procede a tapar y sellar nuevamente el medidor y bloque de pruebas, garantizando que las conexiones queden bien.

#### 4.1.7. Cerrar orden de trabajo

Se ingresan los datos obtenidos en la planilla o en la terminal portátil destinada para este tipo de revisiones, se anexan los registros fotográficos y se dejan plasmadas las anomalías encontradas y/o las observaciones hechas a la medida.

Se firma por parte del revisor, auxiliar y usuario que estuvo en la revisión, al cual se le deja una copia de la revisión debidamente revisada y concluida.

#### 4.1.8. Archivado de revisiones

Se guarda toda la información recopilada en un archivo o en la hoja de vida de esta medida, en la cual se podrá consultar todos los resultados obtenidos y también para futuras revisiones o cambios.

## 4.2 PROCEDIMIENTO PARA SISTEMA DE MEDIDA SEMIDIRECTA

Este tipo de medida se solicita o se instala a los usuarios cuya acometida en nivel de tensión 1 tenga un calibre mayor a 2 AWG y no se le pueda instalar esta acometida directamente a un medidor.

Figura 22. Conexión de medida semidirecta



Fuente Propia

### 4.2.1. Orden de trabajo.

Basados en un direccionamiento previo el cual depende del seguimiento y control de los sistemas comerciales o simplemente dentro de las exigencias mínimas para los periodos de control establecidos; se identifica el predio sobre el cual se realizará la revisión, se contacta al usuario respectivo y se explica el motivo de la revisión, además de reportarle que tiene un tiempo prudencial de 15 minutos para contactar a su electricista de confianza y este atestigüe los procedimientos de la revisión.

### 4.2.2. Inspección visual.

La cual consiste en una verificación de las conexiones, la revisión del estado de los elementos de seguridad, la revisión de los componentes del sistema de medida y sus accesorios se toma registro fotográfico de puntos de conexión, elementos de la medida que estos tengan sellos y si es posible también tomar registro fotográfico de placas de características de CT's (Transformadores de Corriente), medidor y lecturas de medidor tanto de activa como reactiva antes de retirar los sellos. Todas



las novedades y observaciones deben ser registradas en la revisión y quedarán en el documento final que se entregará al usuario.

#### **4.2.2.1 Revisión de los componentes del sistema de medida semidirecta**

Consiste en la revisión de los datos de placa y el estado de las conexiones, caja o celda de instalación, medidores de energía, transformadores de corriente, bloque de pruebas, etc.

Según lo que se determine en el paso anterior, se procede a realizar una inspección visual de las condiciones físicas y mecánicas de los todos los componentes que se encuentran en el sistema de medida.

Para el (los) medidor(es) de energía la verificación visual del medidor debe ser realizada teniendo en cuenta las siguientes directrices:

- Verificación de las condiciones técnicas del medidor
- Verificación de los datos del medidor identificación y registro de las características técnicas del medidor (No. de serie, tipo, modelo, rangos de corriente y de tensión, constante del medidor, clase, entre otros).
- Verificación visual externa, determinar el estado de los componentes del medidor como: base, tapa principal, terminales, bloque de terminales, tapa del bloque de terminales, entre otros y debe realizarse antes de iniciar los ensayos. En caso de evidenciarse alguna no conformidad que pueda afectar la integridad de la persona o de los equipos de ensayo, el respectivo no debe ser realizado. Si la no conformidad afecta únicamente el buen funcionamiento del medidor, los ensayos pueden ser realizados.
- Condiciones de referencia.

Para cada uno de los transformadores de corriente (CT's) se debe revisar que cuenten con la tapa cubre bornes si son de uso interior o si son de uso exterior que no estén aislados los conductores de conexión con el bobinado interior. En caso de que se observen anomalías, daños o averías como bornes sueltos, desajustados o aislados o problemas de conexión estos deben ser registrados, pues de estas irregularidades puede partir un error en la medida.

Para la revisión del bloque de prueba se empieza por verificar que este posea la tapa en su lugar y en buen estado y que no presente daños, bornes sueltos, desajustados, en mal estado, aislados o con puentes entre los polos correspondientes a la entrada y salida del circuito secundario de los CT's. ni dispositivos internos que intervengan la instalación imposibilitando el correcto registro de consumos en condiciones normales de operación debido a que este es un elemento que solo debe ser manipulado por el operador de red. De encontrarse una anomalía se debe reportar en el respectivo documento final como una

Para el sistema de cableado se debe revisar el estado de la conexión en bornes de los componentes del sistema de medición y su concordancia con el respectivo diagrama de conexiones según el medidor de energía eléctrica.

Se debe registrar como mínimo la siguiente información de la placa de características de cada uno de los componentes del sistema de medida:

Transformadores de corriente: marca, modelo, número de serie, corriente primaria nominal, corriente secundaria nominal, relación de transformación nominal, frecuencia nominal, clase de exactitud y carga nominal (Burden), Nivel Básico de Aislamiento (BIL).

#### **4.2.2.3. Revisión de los elementos de seguridad**

Se deben registrar el estado físico y las características de los sellos de seguridad, como por ejemplo que no hayan sido retirados, manipulados y que las series concuerden con los que figuran en los sistemas de información. Que se encuentran instalados en los dispositivos o ranuras de cada uno de los elementos del sistema de medida (caja o celda, medidor de energía, bloque de prueba y transformadores de corriente).

#### **4.2.2.4. Revisión de conexiones y elementos de conexión**

Se debe documentar y revisar las conexiones eléctricas de los componentes del sistema de medición con respecto a las especificaciones dadas en las placas de características, diagrama de conexiones de cada uno de los elementos que lo conforman. Asimismo, se debe revisar el estado de las conexiones entre los diferentes componentes del sistema de medición.

Además, se revisa la acometida del usuario, de que no esté intervenida o tenga otro tipo de anomalía en alguna parte del trayecto ver la Figura 6. Acometida Derivada. Si está intervenida, se le debe informar al usuario lo acontecido y notificarle que debe cambiar su acometida y se documenta esta anomalía.

#### **4.2.2.5 Revisión de la caja o celda de instalación.**

Se debe revisar visualmente el estado físico de la celda o cajas que contienen cada uno de los componentes del sistema de medición.

#### **4.2.3. Retiro de sellos de seguridad.**

Se retiran sellos de seguridad tanto en el medidor como en el bloque de pruebas para verificar que las conexiones estén apretadas, y no presenten sulfataciones o cortes los cables de conexión.

#### **4.2.4. Condiciones de referencia**

Las pruebas deben ser realizadas manteniendo las mismas condiciones en que se encuentre la instalación y los elementos del sistema de medida.

Los rangos de tensión para la realización de las pruebas deben encontrarse entre el -20% de la mayor tensión de las tensiones nominales de los equipos de medida que conforman el sistema de medida y el +15% de la menor tensión de las tensiones nominales de los elementos del sistema de medida.

Los rangos de corriente para la realización de las pruebas deben ubicarse entre el 1% de la corriente nominal y el 120% para transformadores de corriente con rango de precisión extendido y para los transformadores de corriente normal (convencionales) deben ubicarse entre el 5% y el 120% de la corriente nominal.

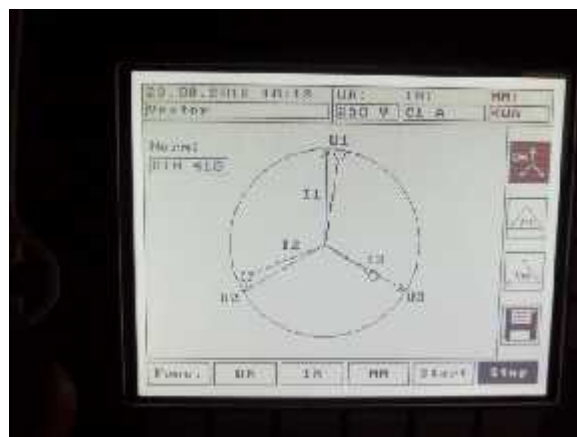
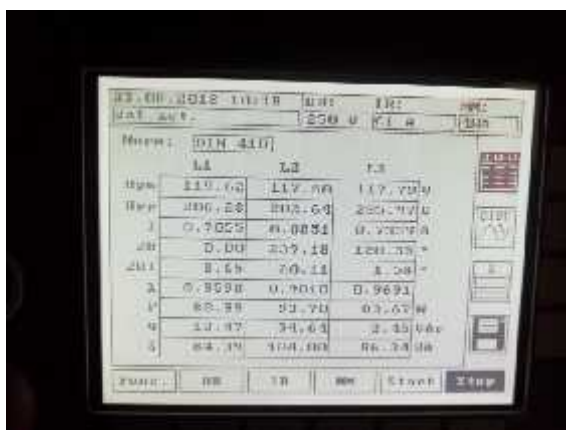
Para verificar las magnitudes eléctricas se procede a la instalación del equipo patrón en la instalación eléctrica de la medida, teniendo en cuenta que esta conexión se debe realizar en la entrada del bloque de pruebas y el cable multiconductor de conexión de los CT's. y PT's.

Esto se hace para garantizar que los valores entregados por el medidor son reales y no existen anomalías antes de la conexión del equipo de medida.

Se deben verificar, medir y registrar las siguientes magnitudes eléctricas en el primario y secundario del sistema de medida:

- Tensiones por fase ( $U_f$ )
- Corrientes por fase ( $I_f$ )
- Factor de potencia (FP)
- Frecuencia ( $F_r$ )
- Secuencia de fases y diagrama fasorial

Figura 24. Pantallazo de valores actuales mostrados en el equipo patrón y diagrama fasorial.



Fuente propia

Después de verificar que las magnitudes sean correctas se procede a la instalación del equipo patrón en la instalación eléctrica de la medida, teniendo en cuenta que esta conexión se debe realizar en la entrada del bloque de pruebas y el cable multiconductor de conexión de los CT's.

Esto se hace para garantizar que los valores entregados por el medidor sean reales y no existan anomalías antes de la conexión del equipo de medida.

#### **4.2.5. Pruebas**

Estas pruebas se realizan con la carga que tiene el usuario en el predio en el momento de la visita.

##### **4.2.5.1. Prueba de registro medida semidirecta**

Empieza a realizar la prueba de registro, la cual también se conoce con el nombre de integración o dosificación, y consiste en comparar que la potencia que está registrando el medidor sea igual a la que está consumiendo el usuario. Se calcula la energía registrada por el medidor, mediante la diferencia de lecturas final e inicial y se determina el Error Porcentual, para lo cual el equipo patrón maneja el algoritmo base de la Ecuación 1, vista en la sección 4.1.5.1. Prueba de registro medida indirecta.

##### **4.2.5.2. Prueba de error o contrastación**

Si no se encuentra ninguna anomalía en la prueba de registro, se procede a realizar otra prueba que es la de contrastación, que es comparar la energía con el trabajo. Con esta prueba se verifica medidores con tecnología americana o simétrica y con tecnología europea o asimétrica. También las fórmulas para medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos

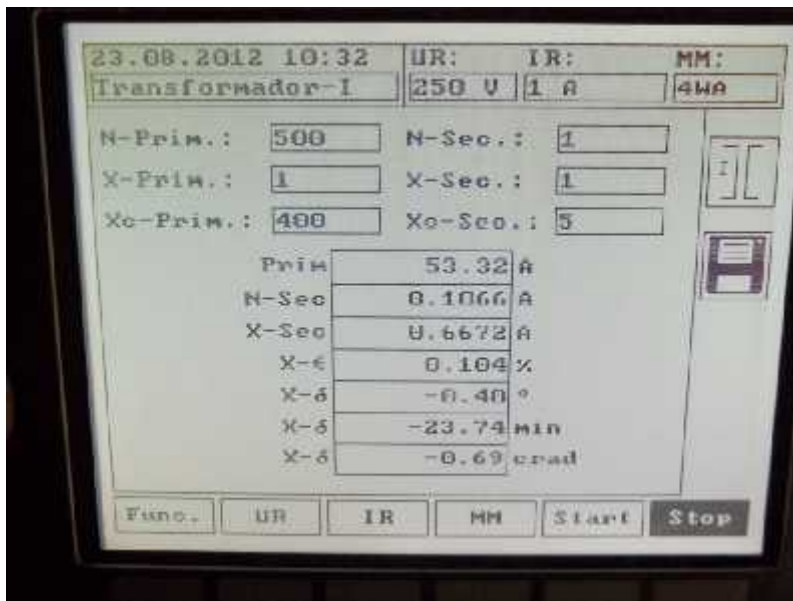
Para esto el equipo patrón realiza funciones para medidores con tecnología americana con la ecuación (2) vista en la sección 4.1.5.2. Prueba de error o contrastación.

Y para medidores con tecnología europea se utiliza la ecuación (3) vista en la sección 4.1.5.2. Prueba de error o contrastación.

##### **4.2.5.3. Prueba de CT's**

Si no se tienen anomalías se procede a realizar las pruebas a los CT's. para esta prueba se deben de tomar corrientes a la entrada de la acometida principal en cada fase y con las pinzas de corriente del equipo patrón se toma la señal de corriente en la entrada del bloque de pruebas en ese mismo elemento se coloca el pantallazo del equipo patrón para esta función y se toman resultados, para esto el equipo patrón aplica la ecuación (4) vista en la sección 4.1.5.3. Prueba de CT's y PT's.

Figura 25. Pantallazo prueba de CT's realizada con el equipo patrón



Fuente propia

- Si las pruebas sobre el medidor o CT's no salen conformes, se debe entonces informar al usuario lo sucedido. En caso del medidor, se debe cambiar por uno suministrado por el Operador de Red, y el medidor retirado debe enviarse a laboratorio para ratificar o desvirtuar. Si el medidor está quemado o tiene la bornera quemada, o está en condiciones de vulnerabilidad (carcasa partida), este se retira no se envía a laboratorio.
- Para los CT's se le informa al usuario, que si alguno no ha pasado la prueba de RTC, este se le retirará y se le notificará que debe proveer uno nuevo para su instalación. Se le debe informar que el Operador de Red le puede suministrar dicho elemento.

#### 4.2.6. Sellado nuevo de equipos de medida.

Ya realizados todas estas pruebas se procede a tapar y sellar nuevamente el medidor y bloque de pruebas, garantizando que las conexiones queden bien.

#### 4.2.7. Cerrar orden de trabajo

Se ingresan los datos obtenidos en la planilla o en la terminal portátil destinada para este tipo de revisiones, se anexan los registros fotográficos y se dejan plasmadas las anomalías encontradas y/o las observaciones hechas a la medida.

Se firma por parte del revisor, auxiliar y usuario que estuvo en la revisión, al cual se le deja una copia de la revisión debidamente revisada y concluida.

#### **4.2.8. Archivado de revisiones.**

Se guarda toda la información recopilada en un archivo o en la hoja de vida de esta medida, en la cual se podrá consultar todos los resultados obtenidos y también para futuras revisiones o cambios.

## 5 RESULTADOS DE PRUEBAS DE CAMPO

### 5.1. MEDICIÓN INDIRECTA

En la Figura 26 y en la Figura 27, se muestra la tirilla impresa por el equipo patrón ZERA MOVING TEST 300 después de haber hecho una prueba de medición indirecta en el medidor de un usuario del OR (Operador de Red) EDEQ. En la medida indirecta por ser en niveles de tensión 2 o 3, en los resultados se nota que la tensión por el secundario de los equipos entre fase y tierra es aproximadamente 70 V; además se puede concluir que:

1. Se observa el resultado que entrega el equipo patrón con los valores respectivos a las tensiones fase-tierra por el lado de los secundarios de los PT's.
2. Los valores entregados por el equipo patrón hacen referencia a las tensiones de línea del secundario de los PT's.
3. Se aprecian los valores entregados para las corrientes por el lado del secundario de los CT's.
4. El equipo entrega los valores del ángulo de desfase entre las tensiones del secundario.
5. Se puede evidenciar los valores de ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cada una de las fases.
6. Esta casilla corresponde al factor de potencia en cada línea, el cual cuando la medida es a dos elementos no se puede ver en el cuadro de valores.
7. Potencia activa en el sistema.
8. Potencia reactiva en el sistema.
9. Potencia aparente el equipo no entrega valores debido a que la conexión es delta abierto.
10. Sumatoria de potencia activa.
11. Sumatoria de potencia reactiva.
12. Sumatoria de potencia aparente.
13. Sumatoria de valores de factor de potencia.



14. Frecuencia.
15. Se observa la posición de líneas en el vector fasorial.
16. Se visualizan los valores del equipo de medida.
17. Lectura inicial de energía, para realizar prueba de registro.
18. Lectura final de energía para la prueba de registro.
19. Energía registrada durante la prueba.
20. Error porcentual de la prueba de registro.

Figura 26. Cuadro de valores de la impresión de los datos del equipo patrón en una medida indirecta.

	L1	L2	L3	
U <sub>pn</sub> :	70.83	71.12	71.63 V	1
U <sub>pp</sub> :	122.63	123.05	124.25 V	2
I:	3.8929	0.7869	0.9078 A	3
<U:	0.00	119.50	238.50 °	4
<UI:	52.75	48.37	46.04 °	5
Lmb:	---	---	---	6
P:	3.0132	0.0000	0.1074 kW	7
Q:	3.1085	0.0000	0.0302 kVA	8
S:	---	---	---	9

ΣP:	0.1206 kW	10
ΣQ:	0.1387 kVA	11
ΣS:	0.1839 kVA	12
ΣLmb:	0.6561	13
F:	59.97 Hz	14
SF:	123	15

Fuente (4)

Figura 27. Resultado impreso de la prueba de registro o dosificación en una medida indirecta

Registros-W (02.11.2016 14:07:36)

UR: 250 V      IR: C5 A      MM: 3WA	16
UII: 1 / 1	
IJI: 1 / 1	

Ini.: 173.000000 Wh	17
Fin: 183.000000 Wh	18

E: 9.938680 Wh	19
----------------	----

F: 0.616986 %	20
---------------	----

Fuente (4)

## 5.2. MEDICIÓN SEMIDIRECTA:

En la Figura 28, la Figura 29, la Figura 30, la Figura 31 y en la Figura 32 se muestra la tirilla impresa por el equipo patrón ZERA MOVING TEST 300 después de haber hecho una prueba de medición indirecta en el medidor de un usuario del OR (Operador de Red) EDEQ. En este tipo de medición se puede notar que como es nivel de tensión 1, el dato de tensión en el cuadro de valores es igual al de la tensión de la carga.

1. Se observa el resultado que entrega el equipo patrón con los valores respectivos a las tensiones Fase-tierra de la carga.
2. Los valores entregados por el equipo patrón hacen referencia a las tensiones de línea de la carga.
3. Se aprecian los valores entregados para las corrientes por el lado del secundario de los CT's.
4. El equipo entrega los valores del ángulo de desfase entre las tensiones del secundario.
5. Se puede evidenciar los valores de ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cada una de las fases.
6. Esta casilla corresponde al factor de potencia en cada línea.
7. Potencia activa en el sistema.
8. Potencia reactiva en el sistema.
9. Potencia aparente en el sistema.
10. Sumatoria de potencia activa.
11. Sumatoria de potencia reactiva.
12. Sumatoria de potencia aparente.
13. Sumatoria de valores de factor de potencia.
14. Frecuencia.
15. Se observa la posición de líneas en el vector fasorial.
16. Se visualizan los valores del equipo de medida.

17. Constante del medidor al cual se le realiza la prueba (kd).
18. Numero de impulsos con los cuales se va a realizar la prueba.
19. Error porcentual de esta prueba.
20. Se visualizan los valores del equipo de medida.
21. Lectura inicial de energía, para realizar prueba de registro.
22. Lectura final de energía para la prueba de registro.
23. Energía registrada durante la prueba.
24. Error porcentual de la prueba de registro.
25. Se visualizan los valores del equipo de medida.
26. Rango de corriente seleccionado en la pinza para realizar la prueba de CT's.
27. Indica que la prueba se realiza uno a uno, es decir el equipo toma los valores de corriente obtenidos por el conductor de entrada y por el devanado secundario de los CT's.
28. Datos que indican la relación de transformación de los CT's. Encontrados en la placa de características.
29. Corriente registrada por el primario del CT.
30. Corriente registrada por el devanado secundario del CT.
31. Error porcentual entregado por el equipo obtenido de la prueba al CT.
32. Ángulo que indica la posición correcta de las pinzas para identificar el sentido del flujo de corriente.
33. Equivale al valor de las ratios.

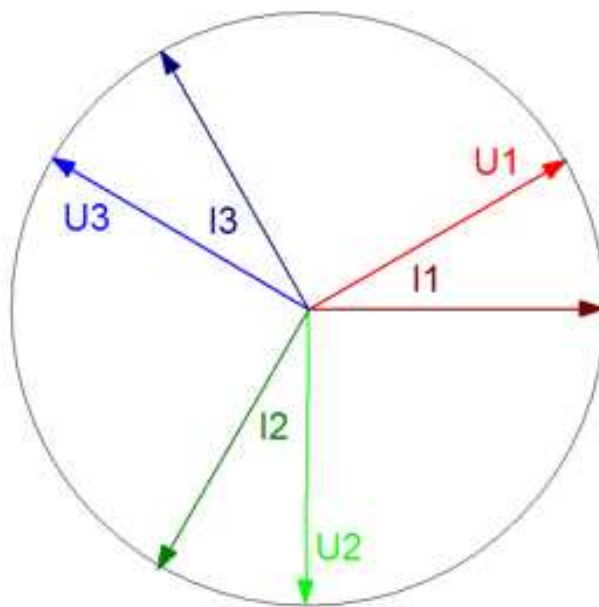
Figura 28. Resultado del cuadro de valores dado por el equipo patrón en una medida semidirecta

	L1	L2	L3	
U <sub>pn</sub> :	122.89	122.42	122.60	V
U <sub>pp</sub> :	212.51	212.05	212.68	V
I:	1.0749	1.1707	0.3984	A
<U:	0.00	120.06	239.93	°
<UI:	340.19	25.67	17.92	°
Lmb:	0.9354	0.8978	0.9504	
P:	0.1236	0.1286	0.0464	kW
Q:	-0.0445	0.0618	0.0150	kVAr
S:	0.1321	0.1433	0.0488	kVA
				1
				2
				3
				4
				5
				6
				7
				8
				9

ΣP:	0.2986	kW	10
ΣQ:	0.0323	kVAr	11
ΣS:	0.3242	kVA	12
ΣLmb:	0.9210		13
F:	59.98	Hz	14
SF:	123		15

Fuente (4)

Figura 29. Diagrama fasorial dado por el equipo patrón en una medida semidirecta



Fuente (4)

En la Figura 29 está el diagrama fasorial dado por el equipo patrón en una medida semidirecta. En este diagrama se pueden notar las tensión y corrientes que están llegando a la medida, también se nota que tan desfasados están y que cada tensión corresponda con su corriente.

Figura 30. Resultado de la prueba de contrastación de una medida semidirecta.

M. del error (01.11.2016 11:39:27)

UR: 250 V    IR: C5 A    MM: 4WA	16
UI[: 1 / 1	
IIT: 1 / 1	
Constante: 20000.00 I/kWh	17
Impulso: SC 10	18
F: 0.23 %	19

Fuente (4)

En esta prueba se da el resultado de error que tiene el medidor, el cual debe ser menor o igual a la clase de exactitud que muestran los equipos en la tabla de características.



Figura 31. Resultado de la prueba de registro de una medida semidirecta.

Registros-W (01.11.2016 11:40:08)

UR: 250 V      IR: C5 A      MM: 4WA	20
UII: 1 / 1	
IIR: 1 / 1	

Ini.: 850.000000 Wh	21
Fin: 870.000000 Wh	22

E: 9.950139 Wh	23
----------------	----

F: 0.501108 %	24
---------------	----

Fuente (4)

Con esta prueba se verifica el resultado que muestra de error el medidor en cuanto a la potencia que está registrando con la que se está suministrando al usuario final.

Figura 32. Resultado de la prueba de un transformador de corriente en una medida semidirecta.

Transformador-I (01.11.2016 11:52:18)

UR: 250 V      IR: C5 A      MM: 4WA	25
U1[: 1 / 1	
I1[: 1 / 1	
N1[: 500 / 1	26
X1[: 1 / 1	27
Xc1[: 200 / 5	28
Prim: 0.0224 kA	29
X-Sec: 0.5573 A	30
X-ε: -0.643 %	31
X-δ: -2.76 °	32
X-δ: -4.81 crad	33

Fuente (4)

En esta prueba se verifica el resultado de cada uno de los transformadores de corriente instalados en la medida del usuario.

## CONCLUSIONES

Con la creación de este documento se busca dar a conocer un instructivo muy detallado de cuál es la forma ideal para realizar revisiones en terreno con un equipo patrón para algunos tipos de medida especial y cuáles son los resultados esperados cuando la medida no tiene ningún tipo de anormalidad, basado en experiencia adquirida, pero conservando los lineamientos exigidos por las normas vigentes para tal fin.

En busca de obtener un mejor rendimiento para cuadrillas, encargadas de normalización y revisiones en terreno en sistemas de suministro de energía eléctrica en mediciones indirectas y semidirectas, es necesario implementar metodologías de capacitación, basadas en fundamentos prácticos y teóricos como se propone en este documento.

Para poder desempeñarse en el área de pérdidas no técnicas o atención a usuarios en una empresa de energía, es de suma importancia conocer cuáles son las pruebas que se deben realizar a los diferentes tipos de medida y cuáles son los resultados esperados, y con este documento se pretende que los electricistas puedan realizar un paso a paso correcto para realizar las revisiones.

El seguimiento de los pasos en este instructivo no otorga garantía de que una revisión pueda ser exitosa o no pero facilita el quehacer en el oficio de verificación de sistemas de medida semidirecta e indirecta, dándose como una herramienta extra sumada a los aportes tecnológicos con los cuales se debe contar en un operador de red o un laboratorio de prácticas de aprendizaje.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. **EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A E.S.P. EDEQ.** ACOMETIDAS Y MEDIDORES. 2009.
2. **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG.** Resolución 038. Bogota : s.n., 2014.
3. **COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA.** Resolución 90708 (30, 08, 2013). Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Bogota : s.n., 2013.
4. **ZERA GMBH KONIGSWINTER.** Sistema portátil para ensayo de contadores de energía eléctrica, ZERA MT 300. Konigswinter, Alemania : s.n., 2004.